Table des matières

Résumé ii

Remerciements iv

Table des matières v

Liste des tableaux ix

Liste des figures x

Liste des symboles et abréviations xiii

Chapitre I - Introduction aux énergies renouvelables dans les applications agricoles 1

1.1. Problématique reliée à la gestion d'un système autonome hybride à énergies renouvelables 1

1.2. Objectifs du mémoire 8

1.3. Méthodologie 8

1.4. Organisation du mémoire 9

Chapitre II - Gestion optimale des flux d'énergie dans les systèmes hybrides d'énergie . 11

2.1. Qu'est-ce qu'un système hybride d'énergie ? 11

2.2. Importance de l'hybridation 12

2.3. État de l'art sur les systèmes hybrides à énergies renouvelables 13

2.4. Combinaisons de Systèmes hybrides à énergies renouvelables 17

2.4.1. Architecture à bus CC 18

2.4.2. Architecture à bus CA 19

2.4.3. Architecture mixte à bus CC/CA 19

2.5. État de l'art sur la gestion optimale des flux d'énergie dans les systèmes hybrides à énergies renouvelables 20

Chapitre III - Modélisation dynamique du système hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles 24

3.1. Modélisation du panneau photovoltaïque 25

3.1.1. Équations régissant le comportement de la cellule photovoltaïque 25

3.1.2. Modèle Simulink du panneau photovoltaïque 30

3.2. Modélisation de la chaine de conversion éolienne 33

3.2.1. Modélisation de la turbine éolienne 35

3.2.1.1. Puissance de la turbine éolienne 35

3.2.1.2. Contrôle et limitation de la puissance de la turbine éolienne 37

3.2.2. Modèle Simulink de l'éolienne 37

3.3. Modélisation du système de pompage 40

3.3.1. Dimensionnement du système de pompage 41

3.3.1.1. Analyse des besoins et des conditions d'exploitation 43

3.3.1.2. Estimation des besoins en eau et dimensionnement de la pompe 44

3.3.2. Dimensionnement et modélisation du réservoir de stockage d'eau 50

3.3.2.1. Dimensionnement du réservoir 50

3.3.2.2. Modélisation du réservoir 51

3.4. Modélisation du système de stockage 52

3.4.1. Modèle Simulink du système de stockage électrique 53

3.4.2. Dimensionnement du banc de batterie 54

3.5. Profil de consommation électrique 55

Chapitre IV - Étude comparative de trois stratégies de gestion d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles 57

4.1. Stratégies de gestion d'un système hybride d'énergie 57

4.1.1. Gestion du stockage 58

4.1.2. Gestion des charges 59

4.2. Stratégies de gestion du système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles 60

4.2.1. Stratégie de gestion # 1 61

4.2.1.1. Description de la stratégie de gestion 61

4.2.1.2. Résultats de simulation 66

4.2.2. Stratégie de gestion # 2 69

4.2.2.1. Description de la stratégie de gestion 69

4.2.2.2. Résultats de simulation 71

4.2.3. Stratégie de gestion # 3 73

4.2.3.1. Description de la stratégie de gestion 73

4.2.3.2. Résultats de simulation 74

4.3. Étude comparative des trois stratégies de gestion 76

4.3.1. État de charge des batteries 77

4.3.2. Niveau d'eau dans le reservoir 79

4.3.3. Charges électriques 81

Chapitre V - Implémentation de l'algorithme de gestion en technologie d'intégration à très grande échelle (VLSI) 83

5.1.Vérification du code VHDL à l'aide du simulateur ISim 85

5.2. Co-Simulation et implémentation de la stratégie de gestion sur une carte FPGA.....86

Chapitre VI - Conclusions et recommandations 90

6.1. Conclusion générale 90

6.2. Recommandations.....91

Références.....93

Annexe A – Programme Matlab de la Cellule photovoltaïque 102

Annexe B – Calcul des pertes de charge dans la tuyauterie 103

Annexe C – Les blocs internes de la figure 4.8 du chapitre IV 105

Annexe D – Conception de l'algorithme de gestion en langage VHDL dans Xilinx ISE Design Suite 14.6..... 107

Annexe E – Description de l'algorithme de gestion # 3 en langage VHDL.....112

Annexe F– Programme test bench de l'algorithme de gestion # 3 115

Liste des tableaux

Tableau 3-1 Informations techniques du module PV KC65T 32

Tableau 3-2 Caractéristiques de l'éolienne BWC Excel S 39

Tableau 3-3 Besoins en eau par hectare en fonction de la zone géographique.....45

Tableau 3-4 Détermination des besoins en eau journaliers de l'installation de pompage 46

Tableau 3-5 Détermination de la hauteur manométrique totale (HMT) 46

Tableau 3-6 Efficacité, avantages et inconvénients du type d'irrigation.....48

Tableau 4-1 Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 1 69

Tableau 4-2 Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 2 73

Tableau 4-3 Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 3 76

Tableau 4-4 Alimentation des charges électriques 82

Liste des figures

Fig.1.1 : Système autonome hybride photovoltaïque-éolien avec stockage électrochimique pour le pompage d'eau 7

Fig. 2.1 : Système hybride à énergies renouvelables 17

Fig. 2.2 : Structure de SHER à bus à courant continu 18

Fig. 2.3 : Structure de SHER à bus à courant alternatif 19

Fig. 2.4 : Structure de SHER à bus à courant continu/courant alternatif 20

Fig. 3.1 : Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque 25

Fig. 3.2 : Courbes de la puissance en fonction de la tension de la cellule photovoltaïque 29

Fig. 3.3 : Courbes du courant en fonction de la tension de la cellule photovoltaïque 30

Fig. 3.4 : Disposition des modules photovoltaïque de l'IRH 31

Fig. 3.5 : Modèle PV dans l'environnement Matlab/Simulink 33

Fig.3.6: Profil de rayonnement solaire de 21 jours (Dakar (Sénégal)) 33

Fig. 3.7 : Chaine de conversion éolienne 34

Fig. 3.8 : Courbes C_p en fonction de λ pour différentes valeurs de β 36

Fig. 3.9 : Modèle Simulink de l'éolienne 38

Fig. 3.10 : Profil de vent de 21 jours de la région de Dakar (Sénégal) 39

Fig. 3.11 : Profil de consommation d'eau de 21 jours d'opération 49

Fig. 3.12 : Réservoir de stockage d'eau 51

Fig. 3.13 : Profil de consommation électrique de 21 jours d'opération.....56

Fig. 4.1 : Diagramme de priorités des charges.....59

Fig. 4.2 : Organigramme de la stratégie de gestion # 1 66

Fig. 4.3 : Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 1 67

Fig. 4.4 : Organigramme de la stratégie de gestion # 2 70

Fig. 4.5. Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 2 72

Fig. 4.6 : Organigramme de la stratégie de gestion # 3 74

Fig. 4.7 : Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 3 75

Fig. 4.8 : Système hybride implanté dans l'environnement MATLAB/Simulink.....77

Fig. 4.9: Courbes d'état de charge des batteries pour les trois stratégies de gestion 78

Fig. 4.10 : Temps de fonctionnement des batteries 78

Fig. 4.11 : Variation du niveau d'eau dans le réservoir pour les trois stratégies de gestion 80

Fig. 4.12: Niveau d'eau dans le réservoir 80

Fig. 4.13: Alimentation des petits appareils de la ferme.....81

Fig. 5.1: Model-Based Design 84

Fig. 5.2: Model Based Design for FPGA.....84

Rapport-Gratuit.com

Fig. 5.3 : Processus de vérification du code VHDL 86

Fig. 5.4 : Vérification du code VHDL dans Isim Simulator.....86

Fig. 5.5 : Bloc « Black Box » de la stratégie de gestion.....87

Fig. 5.6 : Bloc de Co-Simulation hwcosim de la stratégie de gestion 88

Fig.5.7 : Modèle de Co-Simulation du système hybride dans l'environnement Matlab/Simulink 89

Liste des symboles et abréviations

CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
C_p	Coefficient de performance
FPGA	Field Programmable Gate Array
GD	Générateur Diesel
H	Niveau d'eau dans le réservoir
H_g	Hauteur géométrique
H_{ref}	Niveau d'eau de référence dans le réservoir
H_{min}	Niveau d'eau minimum
HDL	Hardware Description Language
HMT	Hauteur Manométrique Totale
IRH	Institut de Recherche sur l'Hydrogène
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LREE	Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PV	Panneau Photovoltaïque
P_{pompe}	Puissance de la pompe
P_{pv}	Puissance du panneau photovoltaïque
P_w	Puissance de l'éolien
PMS	Power Management Strategy
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
Q	Débit d'eau
Q_b	Capacité du banc de batterie
Q_e	Débit d'entrée dans le réservoir d'eau
Q_s	Débit de sortie du réservoir d'eau
S	Surface du réservoir d'eau
SER	Sources d'Énergies Renouvelables

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

SHER	Système Hybride à Énergies Renouvelables
SOC	State of Charge
SOC_{min}	État de charge minimum
SOC_{max}	État de charge maximum
VHDL	Very high speed integrated circuits Hardware Description Language
VLSI	Very Large Scale Integration
β	Angle de calage
ΔH	Somme des pertes de charge

CHAPITRE I

Introduction aux énergies renouvelables dans les applications agricoles

1.1. Problématique reliée à la gestion d'un système autonome hybride à énergies renouvelables

Le degré de développement d'une société peut être exprimé en termes de son aptitude croissante à rencontrer un certain nombre de besoins : la nourriture, le logement, la santé, les vêtements, les facilités de déplacement, l'instruction, l'information, la culture, l'exercice de droits civils, la qualité de l'environnement naturel, les sports et loisirs, etc.

La plupart des activités, mentionnées ci-dessus, requiert de l'énergie à des degrés divers. Cette énergie est soit consommée directement par les utilisateurs ou est nécessaire pour la production des biens et services associés à ces activités.

Ainsi, la disponibilité d'énergie est une pré-obligation pour le développement socio-économique et industriel d'un pays.

Aujourd'hui, il est évident que les besoins mondiaux en énergie sont comblés en grande partie par des énergies fossiles. Or, il a été prouvé que la consommation massive de ces types d'énergies a un effet néfaste sur la planète (le réchauffement climatique). Un des inconvénients du réchauffement climatique se remarque par la désertification de plusieurs régions dans le monde, y compris le Sahel où la capacité de production agricole de plusieurs centaines de milliers de personnes est affectée. Cette désertification est augmentée dans

certaines régions en raison de l'utilisation du bois comme source primaire d'énergie. Une des meilleures idées pour contrer la désertification est l'utilisation de sources d'énergies renouvelables (SER) pour satisfaire les besoins en énergie des applications agricoles notamment l'irrigation des terres.

D'après Global Energy Assessment, en 2013, les sources d'énergies renouvelables couvrent environ 20% de la consommation mondiale d'énergie [1]. De nos jours, différents types de SER sont utilisés dans les applications agricoles. L'énergie solaire photovoltaïque est la plus utilisée dans les applications agricoles, ensuite l'éolien. Les autres types de SER sont d'une importance mineure pour l'irrigation. Pour satisfaire les besoins en énergie et réduire les impacts environnementaux, l'idée d'utiliser les sources d'énergies renouvelables telles que l'énergie solaire photovoltaïque [2]-[7], l'énergie solaire thermique [8], l'énergie éolienne [9], [10], la biomasse [11] et les systèmes hybrides à énergies renouvelables [12]-[14] pour pomper l'eau, a été proposée par de nombreux chercheurs à travers le monde.

Dans les applications agricoles, le pompage photovoltaïque est de loin le plus utilisé. Ce type de système est constitué généralement de panneaux solaires, d'une unité de commande et d'un groupe motopompe. Dépendamment du dimensionnement du système, il est parfois nécessaire d'utiliser des batteries de stockage et un régulateur de charge. À cause de la nature intermittente du rayonnement solaire, il est plus intéressant de faire du pompage avec batteries. Cela permet d'éviter des problèmes d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et le groupe motopompe. Il permet aussi un pompage régulier durant toute la journée. Cependant, pour des raisons de simplicité du système et de coût, il est préférable de stocker l'eau dans un réservoir plutôt que de stocker l'énergie dans les

batteries. Le pompage photovoltaïque sans batterie, communément appelé « pompage au fil du soleil », permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batteries [4]. L'eau pompée est stockée dans un réservoir situé à une certaine hauteur au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin. Il est important de dimensionner le réservoir d'eau pour au moins trois jours d'autonomie [15], [16]. D'après les références [4] et [15], compte tenu du coût additionnel du système avec batterie et des problèmes de maintenance de la batterie et de l'obligation de la remplacer après 3 à 5 ans d'usage, la solution « au fil du soleil » est présentement préférée. Cependant, celle-ci présente certains inconvénients qu'il ne faut pas négliger :

- Il est impossible de pomper au-dessous d'un certain niveau d'éclairement, la pompe ne pouvant pas être amorcée sous une certaine puissance fournie. Il y a donc perte d'énergie au début et à la fin de la journée;
- Le rendement des pompes diminue en dehors de leur puissance nominale de fonctionnement, le système nécessitera l'utilisation d'un adaptateur de charge;
- Le débit de la pompe ne sera pas constant.

À la lumière de ce qui précède, les sources d'énergies renouvelables les plus courantes pour les applications agricoles sont l'énergie solaire et l'énergie éolienne. L'utilisation d'éolien pour pomper l'eau ne date pas d'aujourd'hui. Jadis, les éoliens étaient utilisées comme source d'énergie pour pomper l'eau de façon mécanique et sont encore couramment utilisées dans de nombreux pays en voie de développement. L'énergie éolienne est l'une des sources les plus prometteuses pour les applications de pompage d'eau. Les éoliennes modernes utilisent des générateurs pour produire du courant alternatif (CA) ou du courant continu (CC). Ces générateurs sont connectés à des pompes

fonctionnant avec des moteurs CA ou CC. Les recherches récentes et pertinentes sur des applications de pompage éolien montrent que :

- Les systèmes de pompage d'eau à base d'énergie éolienne sont mieux adaptés pour les applications d'irrigation [17];
- C'est une technologie alternative économiquement viable pour les systèmes d'irrigation [18];
- Le système éolien peut être utilisé avec succès pour le pompage d'eau souterraine dans les régions éloignées, où les ressources éoliennes sont disponibles [19].

D'ailleurs, une étude comparative entre les systèmes photovoltaïque et éolien pour les systèmes de pompage d'eau dans les régions du Sahara a été menée en Algérie [20]. Il ressort de cette étude que le coût par mètre cube d'eau produite par le système de pompage éolien est moins cher que celle produite par le système photovoltaïque. Les auteurs ont proposé l'énergie éolienne comme une solution alternative pour le pompage d'eau en raison de sa faisabilité technique et économique par rapport au système de pompage photovoltaïque.

Cependant, les principales limitations de cette technologie d'après [21] sont :

- La vitesse du vent n'étant pas constante dans le temps, cela affecte grandement la performance d'une telle technologie;
- Comparativement au système photovoltaïque, le système éolien présente des contraintes supplémentaires. Ainsi, l'entretien est nécessaire pour les composants mécaniques.

Au cours de la dernière décennie, de nombreuses recherches ont été menées sur l'utilisation de sources d'énergies renouvelables pour le pompage d'eau mais très peu

d'études ont été effectuées sur les systèmes hybrides à énergies renouvelables pour pomper l'eau [21]. Il est évident que les énergies éolienne et solaire sont une solution alternative pour l'irrigation des terres agricoles. Toutefois, le principal inconvénient de ces systèmes est lié à leurs caractéristiques stochastiques, ce qui limite leur mise en œuvre en tant que source d'énergie primaire dans les zones rurales [22]. Une solution alternative est de combiner une ou plusieurs sources d'énergie renouvelable pour former un système hybride à énergies renouvelables (SHER). Les systèmes hybrides conçus pour fonctionner dans les applications agricoles sont plus flexibles et fiables. Une étude sur les performances de système de pompage éolien, système de pompage photovoltaïque et système de pompage hybride a été menée en Grèce dans la ville de Xanthi [21]. Les auteurs rapportent que les performances d'un système de pompage hybride sont meilleures que celles des systèmes éolien et photovoltaïque individuellement. Ils ont également conclu que les systèmes de pompage hybrides sont adaptés pour les petits systèmes de pompage d'eau. En d'autre terme, les systèmes hybrides à énergies renouvelables pour le pompage d'eau présentent un intérêt considérable par leur flexibilité et leur souplesse de fonctionnement.

D'après le Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne (LREE) de l'Université du Québec à Rimouski [23], un système hybride doit notamment :

- Assurer, en tout temps, l'énergie suffisante demandée par la charge et, si possible, produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant une qualité déterminée de l'énergie fournie;
- Obéir à des règles d'exploitation temps-réel basées sur une priorisation économique des ressources énergétiques disponibles;

- Compter sur une gestion automatisée des composants du système afin de garantir la stabilité du système en tout temps, y compris dans les transitions entre les différents modes d'opération du système.

Les performances d'un SHER, le rendement et la durée de vie sont influencées, d'une part, par le dimensionnement des composants, et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement. La stratégie de fonctionnement est primordiale dans un système hybride d'énergie car c'est elle qui prend les décisions liées aux flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système. Cette stratégie de fonctionnent est un algorithme qui permet au système de supervision d'un SHER de décider quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage, si disponible. Bref, le défi fondamental dans le fonctionnement de ces systèmes hybrides est la gestion de la puissance délivrée à la charge [22]. Par conséquent, un système de gestion efficace est nécessaire pour prendre des décisions pour une meilleure utilisation de l'énergie disponible. Le problème principal dans la gestion des systèmes hybrides d'énergie est de pouvoir fournir la puissance demandée par la charge malgré les fortes variations de l'énergie produite. Les variations de la production d'énergie sont causées par la nature stochastique des ressources renouvelables. Par cette étude, nous voulons apporter notre contribution à la compréhension et à l'étude de la gestion d'énergie d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour des applications agricoles notamment pour l'irrigation.

Ce travail de recherche est basé principalement sur le développement d'un algorithme de gestion de puissance d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour l'irrigation de terre agricole. La stratégie de fonctionnement qui sera développée pour

le système autonome hybride doit s'adapter aux variations de la vitesse du vent et de l'irradiation solaire. L'objectif de toute stratégie de gestion est d'optimiser l'échange d'énergie et de puissance entre les différents composants du système tout en garantissant la stabilité du système en tout temps. Par ce travail, nous comptons apporter notre contribution à la compréhension et à la gestion de puissance de système autonome hybride à énergie renouvelable avec stockage électrochimique pour les applications agricoles en milieux tropicaux. Le système hybride à énergies renouvelables est composé d'un sous-système photovoltaïque constitué de panneau photovoltaïque et de convertisseur de puissance; d'un sous-système éolien comprenant une turbine éolienne entrainant une génératrice synchrone à aimant permanent et un redresseur; d'un sous-système de stockage d'énergie à court terme, c'est-à-dire des accumulateurs électrochimiques; d'un système de pompage d'eau constitué d'une pompe centrifuge, d'un moteur et d'un réservoir d'eau; et enfin des charges électriques domestiques (Fig.1.1).

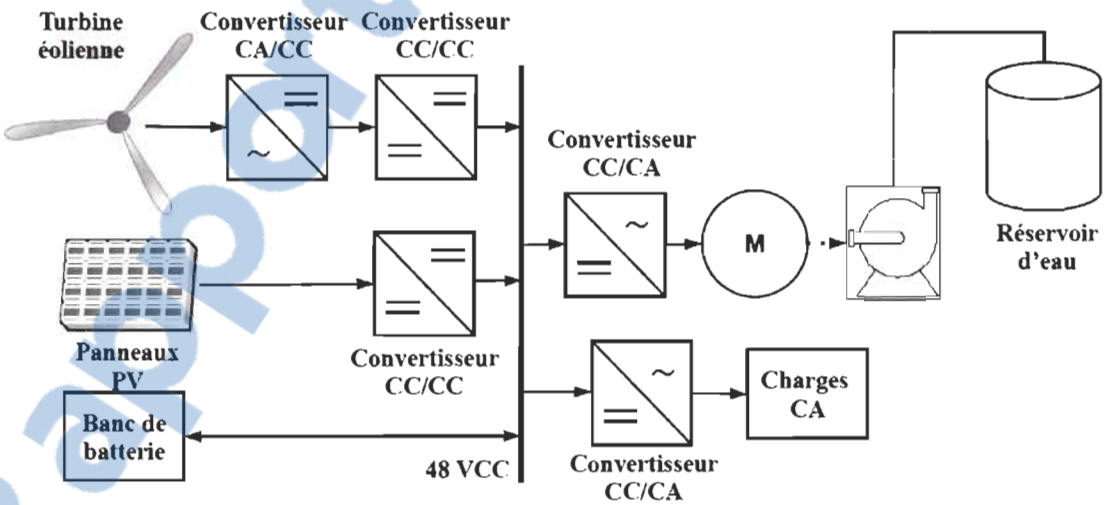

Fig.1.1 : Système autonome hybride photovoltaïque-éolien avec stockage électrochimique pour le pompage d'eau

Rapport-Gratuit.com

1.2. Objectifs du mémoire

Ce projet a pour objectif principal de développer un algorithme de gestion pour les systèmes autonomes hybrides photovoltaïque-éolien pour les applications agricoles notamment l'irrigation en milieu rural dans les pays tropicaux. Pour atteindre cet objectif principal, nous nous sommes fixés les objectifs spécifiques ci-dessous:

- Étudier la gestion de puissance de système hybride à énergies renouvelables ;
- Modéliser les deux sous-systèmes de production d'énergie (solaire, éolien), le sous-système de stockage d'énergie (banc de batteries), le sous-système de pompage d'eau (pompe et réservoir) et les charges électriques ;
- Dimensionner le système de pompage ;
- Proposer un algorithme de gestion de puissance du système hybride ;
- Implémenter l'algorithme de gestion en technologie d'intégration à très grande échelle (VLSI);

1.3. Méthodologie

Pour commencer ce projet, une recherche bibliographique étendue sur l'utilisation de sources d'énergies renouvelables dans les applications agricoles est d'abord effectuée, ce qui permet d'identifier les tendances de la recherche dans ce domaine. De même une recherche bibliographique est menée sur la gestion d'énergie de systèmes hybrides photovoltaïque-éolien, ceci a pour effet de déterminer les différentes stratégies de fonctionnement d'un système hybride d'énergie. L'élaboration d'une stratégie de gestion requiert le développement d'un modèle complet du système hybride photovoltaïque-éolien. C'est pourquoi, les sous-systèmes (photovoltaïque, éolien, stockage et pompage) seront étudiés, modélisés et simulés dans l'environnement MATLAB/Simulink. À la lumière de

ce qui précède, on sait que les performances d'un système hybride dépendent beaucoup du dimensionnement des composants du système. C'est la raison pour laquelle, nous procéderons au dimensionnement du système de pompage selon les caractéristiques réelles d'une installation type. Par la suite, un algorithme de gestion de l'ensemble du système hybride sera proposé et implémenté en technologie d'intégration à très grande échelle (VLSI). Pour la validation expérimentale, on implémentera l'algorithme de gestion en langage de description matériel VHDL pour l'embarquer dans un FPGA et faire de la co-simulation.

1.4. Organisation du mémoire

Le mémoire est organisé en six chapitres et reparti comme suit :

Le deuxième chapitre fait l'objet d'une recherche bibliographique sur la gestion de systèmes hybrides d'énergie.

Le chapitre 3 porte sur la modélisation dynamique de l'ensemble du système hybride, du dimensionnement du système de pompage selon les caractéristiques réelles de l'installation et du dimensionnement du banc de batteries.

Le chapitre 4 est consacré à l'étude comparative de trois stratégies de gestion du système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles. L'analyse des résultats de simulations sont aussi présentés.

Dans le chapitre 5, l'implémentation de l'algorithme de gestion en technologie d'intégration à très grande échelle (VLSI) est présentée.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Enfin, dans le chapitre 6, une conclusion générale du projet de recherche est présentée et des recommandations sont énoncées.

CHAPITRE II
Gestion optimale des flux d'énergie dans les systèmes hybrides d'énergie

Ce chapitre présente les stratégies de fonctionnement d'un système hybride à énergies renouvelables. Avant de commencer de parler des stratégies de fonctionnement d'un système hybride, il est important de savoir c'est quoi un système hybride d'énergie et l'importance de l'hybridation.

En premier lieu, quelques combinaisons de systèmes hybrides à énergies renouvelables seront présentées. Plusieurs combinaisons de système hybride à énergies renouvelables peuvent exister, cependant seulement le système hybride photovoltaïque-éolien sera traité en détail.

2.1. Qu'est-ce qu'un système hybride d'énergie?

De façon générale, un système hybride d'énergie est un système qui combine différents systèmes de production. Par exemple, la combinaison éolien-diesel est un système hybride d'énergie. D'après [23], de nos jours, les systèmes hybrides d'énergie associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs au diesel, et au moins une source d'énergie renouvelable. Les systèmes hybrides d'énergie sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées. Les systèmes hybrides à énergies renouvelables sont fiables, sans pollution et permettent de répondre à la demande d'énergie sur de longues périodes.

2.2. Importance de l'hybridation

Aujourd'hui, il est devenu impératif pour les chercheurs de trouver en dehors des énergies fossiles et fissiles d'autres sources d'énergie propre et renouvelable. Il s'agit entre autre des énergies provenant des sources comme le soleil, le vent, la géothermie, la biomasse et l'océan. Ces sources d'énergie propre et durable sont favorables à l'environnement contrairement aux sources d'énergie conventionnelles. Toutefois, ces sources d'énergies renouvelables varient en fonction du temps de la journée, de la saison et de l'année. La nature aléatoire de ces sources a conduit les chercheurs à se tourner vers l'hybridation, c'est-à-dire la combinaison de deux ou plusieurs sources d'énergies renouvelables. L'hybridation apporte donc au système une disponibilité accrue et un approvisionnement constant des charges en énergie.

D'après le Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne de l'Université du Québec à Rimouski [23], la combinaison de plusieurs sources d'énergie, surtout les renouvelables, permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique. L'hybridation des sources d'énergies renouvelables a un intérêt considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient attractif.

De plus, l'hybridation permet de :

- Lisser la puissance délivrée par la source d'énergie;
- Palier pendant une durée limitée une indisponibilité partielle ou totale de la source d'énergie.

Cependant, ces solutions exigent un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation en amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval. Cette gestion rigoureuse de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle.

2.3. État de l'art sur les systèmes hybrides à énergies renouvelables

Au cours des dernières années, beaucoup de recherches ont été effectuées sur la conception, l'optimisation, le contrôle et l'opération des systèmes hybrides à énergies renouvelables. Les efforts de recherche et de développement dans les technologies d'énergie renouvelable comme le solaire, l'éolienne et d'autres sources d'énergie renouvelable doivent continuer afin d'améliorer leurs performances et fiabilité. Compte tenu des récents développements, il est clair que ce domaine prend de l'ampleur. A cause de la nature stochastique des sources d'énergies renouvelables, il est évident que les systèmes hybrides à énergies renouvelables doivent comprendre au moins un système de stockage d'énergie pour satisfaire la demande des charges à tout instant. Le système de stockage d'énergie peut être un banc de batteries, un ensemble électrolyseur et pile à combustible, un supercondensateur ou la combinaison de ces systèmes de stockage.

D'après José L. et collaborateurs [24], les systèmes autonomes hybrides à énergies renouvelables sont généralement plus adaptés que les systèmes qui ont une seule source d'énergie pour l'approvisionnement en électricité des applications hors réseau, en particulier dans les zones reculées et difficiles d'accès. Ces types de systèmes démontrent une plus grande fiabilité que les systèmes simples photovoltaïque (PV) ou éolien. Les systèmes hybrides les plus utilisés sont les combinaisons PV-Éolien-Batterie et PV-Diesel-

Batterie. Les batteries (normalement de type plomb-acide) sont habituellement utilisées comme système de stockage. Le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène, bien que techniquement viable, a un inconvénient en terme de sa faible efficacité dans le processus de conversion électricité-hydrogène-électricité, outre le fait que, sur le plan économique, il ne peut pas rivaliser avec le stockage de la batterie à l'heure actuelle [24].

Une revue de littérature a été faite par Prabodh Bajpai et Vaishalee Dash en 2012 sur les systèmes hybrides à énergies renouvelables pour la production d'électricité dans les applications autonomes [25]. Dans cette étude, les auteurs se sont fixé comme objectifs l'examen minutieux de l'état de la recherche sur le dimensionnement, l'optimisation, la gestion énergétique et la modélisation des composants des systèmes hybrides à énergies renouvelables. Ils affirment que les systèmes hybrides à énergies renouvelables peuvent fournir une alimentation ininterrompue en énergie et une émission zéro de gaz à effet de serre qui est le principal avantage de ces systèmes. L'utilisation généralisée de ces systèmes permettra non seulement de résoudre les questions énergétiques, mais aussi de garantir une planète plus verte et durable.

En 2014, Madan A. et al. [26] ont fait une revue sur l'état de la recherche sur les systèmes hybrides d'énergie. Dans leur étude, plusieurs travaux publiés par l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), dans des magazines et des actes de conférences ont été analysés. Il ressort de cette étude que parmi les sources d'énergies renouvelables, l'énergie solaire et l'énergie éolienne sont les sources les plus utilisées dans la production d'électricité dans de nombreux pays en développement. Plusieurs systèmes hybrides d'énergie sont analysés et une étude détaillée a été effectuée pour différentes stratégies de commande et des algorithmes d'optimisation ont été incorporés dans

différentes sources d'énergie non-conventionnelles. Il se trouve que beaucoup de chercheurs ont étudié par simulation et expérimentalement les systèmes hybrides d'énergie. Enfin, ils concluent que les systèmes hybrides d'énergie sont fiables, économiques et efficaces pour satisfaire les besoins en énergie.

À travers ces différentes études, nous constatons que les systèmes hybrides à énergies renouvelables constituent une solution viable, économique et efficace pour les régions éloignées, difficiles d'accès et dépourvues de réseau électrique. De ce fait, nous nous intéresserons par la suite à la combinaison de systèmes hybrides à énergies renouvelables avec des systèmes de pompage d'eau.

En 2013, une revue de littérature sur les sources d'énergies renouvelables combinées aux systèmes de pompage d'eau a été menée par C. Gopal et al. [21]. Les auteurs affirment que les sources d'énergies renouvelables pour le pompage d'eau sont identifiées comme une alternative viable pour remplacer les méthodes classiques de pompage d'eau. Les combinaisons de systèmes de pompage avec les sources d'énergies renouvelables étudiées dans cet article sont : le système de pompage photovoltaïque, le système de pompage solaire thermique, le système de pompage éolien, le système de pompage avec de la biomasse et le système de pompage avec les systèmes hybrides d'énergies renouvelables. Les performances de chacune de ces combinaisons ont été étudiées à fond et une comparaison a été effectuée entre les différentes combinaisons. Les auteurs rapportent que les performances d'un système de pompage hybride sont meilleures que celles des systèmes éolien et photovoltaïque. Ils ont également conclu que les systèmes de pompage hybrides sont adaptés pour les petits systèmes de pompage d'eau. En d'autre terme, les systèmes hybrides à énergies renouvelables pour le pompage d'eau présentent un intérêt

considérable par leur flexibilité et leur souplesse de fonctionnement. Cependant, parmi les sources d'énergies renouvelables pour l'irrigation, le système de pompage photovoltaïque est largement utilisé pour l'irrigation et les applications domestiques, suivi par le système de pompage éolien. Dans cette étude, une attention particulière a été accordée au système hybride photovoltaïque éolien pour le pompage d'eau. En conclusion, d'après les auteurs, l'utilisation des sources d'énergies renouvelables dans les applications de pompage d'eau joue un rôle essentiel dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Une analyse d'un système hybride photovoltaïque-éolien pour le pompage d'eau a été effectuée par Brian D. et Byron A. en 2012 [13]. D'après ces deux chercheurs, il existe de nombreux systèmes de pompage d'eau (par exemple : solaire photovoltaïque, diesel, éolien, etc.), mais très peu de systèmes combinent le photovoltaïque et l'éolien pour améliorer éventuellement la fiabilité et les performances du système. L'objectif pour ces chercheurs était de déterminer les avantages et les inconvénients de l'utilisation d'un système hybride d'énergie par rapport à un système photovoltaïque ou éolien seul. Il résulte de cette étude que le système hybride de pompage d'eau pompe 28% plus d'eau que les systèmes photovoltaïque et éolien auraient pompé individuellement. Par conséquent, le système hybride semble être le plus efficace des trois systèmes testés.

À présent, les systèmes hybrides photovoltaïques-éoliens pour les applications de pompage d'eau sont flexibles, performants et efficaces. Un aspect qui est devenu clair, après cet état de l'art, est la rareté des écrits sur les systèmes hybrides à énergies renouvelables pour l'irrigation mais surtout sur la gestion d'énergie de ces systèmes. À notre connaissance, il y a très peu d'articles scientifiques sur la gestion d'énergie des systèmes autonomes hybrides à énergies renouvelables pour l'irrigation. Par conséquent,

nous concentrerons notre effort sur la gestion de système hybride photovoltaïque-éolien pour les applications d'irrigation.

2.4. Combinaisons de SHER

Il existe plusieurs structures ou dispositions de systèmes hybrides à énergies renouvelables. L'électronique de puissance est très importante dans un système hybride à énergies renouvelables (Fig.2.1). Les systèmes de stockage comme les batteries et le stockage d'hydrogène (piles à combustible) sont habituellement utilisés.

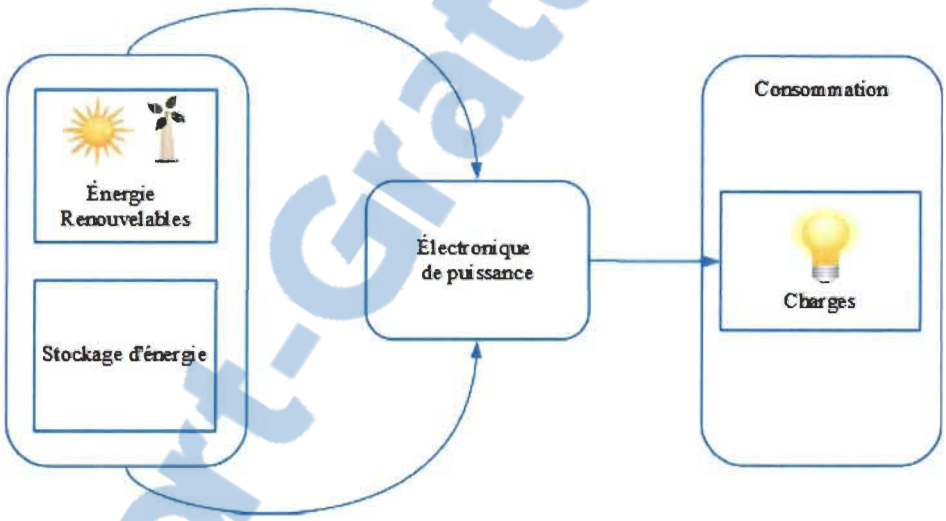

Fig. 2.1 : Système hybride à énergies renouvelables

Un système hybride à énergies renouvelables combine deux ou plusieurs technologies d'énergies renouvelables comme les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les petites turbines hydroélectriques, etc. En outre, il comprend des équipements d'électronique de puissance et des systèmes de stockage. Trois architectures s'imposent parmi les SHER à savoir : architecture à bus CC, architecture à bus CA et architecture mixte à bus CC-CA.

Rapport-Gratuit.com

2.4.1. Architecture à bus CC

Dans cette architecture (Fig.2.2), les composants de production d'énergie (électricité) sont tous connectés au bus à courant continu CC à travers des convertisseurs de puissance. Les composants de production d'énergie à CA sont d'abord connectés à un redresseur qui se chargera de la conversion CA-CC. Le système de stockage (par exemple une batterie ou un accumulateur électrochimique) est connecté au bus CC. Généralement, les batteries sont protégées contre la surcharge et la décharge profonde par un régulateur de charge. Les charges à courant alternatif peuvent être alimentées en énergie à travers un onduleur. Les batteries et les convertisseurs sont dimensionnés pour alimenter des pics de charge [23]. L'avantage d'une telle architecture réside dans sa simplicité, ce qui permet de simplifier le système de commande. Cependant, le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.

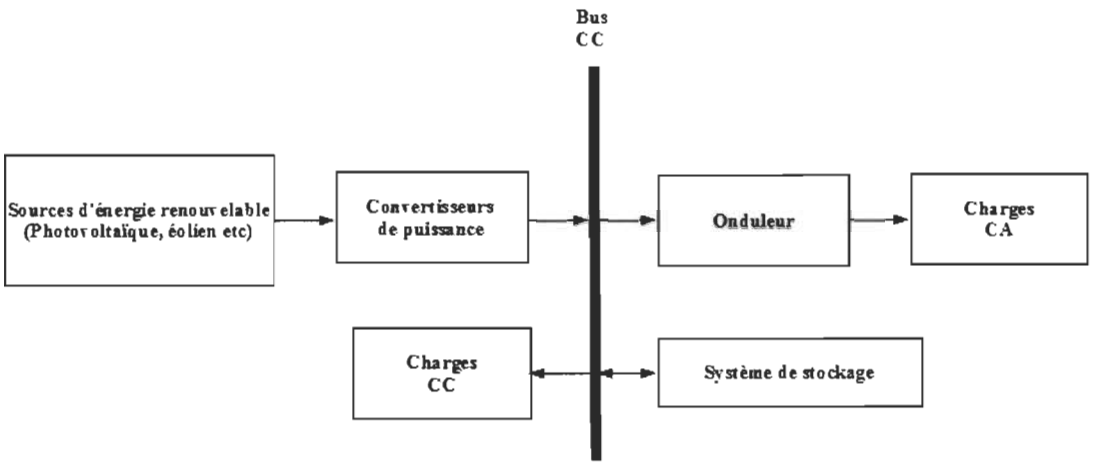

Fig. 2.2 : Structure de SHER à bus à courant continu

2.4.2. Architecture à bus CA

La puissance fournie par chaque composant de production d'électricité est centralisée sur un bus à courant alternatif (CA). Les générateurs CA peuvent être directement connectés sur le bus CA ou avoir besoin d'un convertisseur CA/CA. Les générateurs CC utilisent un onduleur pour être connectés sur le bus CA. Les batteries sont liées au bus CA à travers un convertisseur bidirectionnel. Les charges CC peuvent éventuellement être alimentées par les batteries.

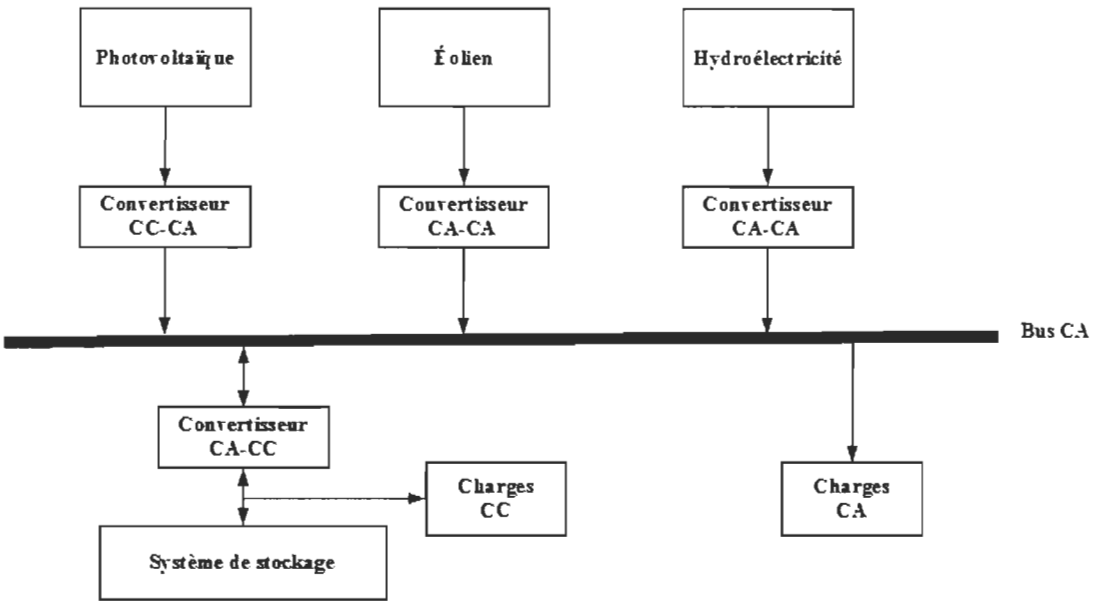

Fig. 2.3 : Structure de SHER à bus à courant alternatif

2.4.3. Architecture mixte à bus CC/CA

Dans la configuration à deux bus, les sources d'énergie renouvelable peuvent alimenter une partie de la charge en CA et l'autre partie en CC. Les deux bus doivent être reliés par un convertisseur bidirectionnel.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

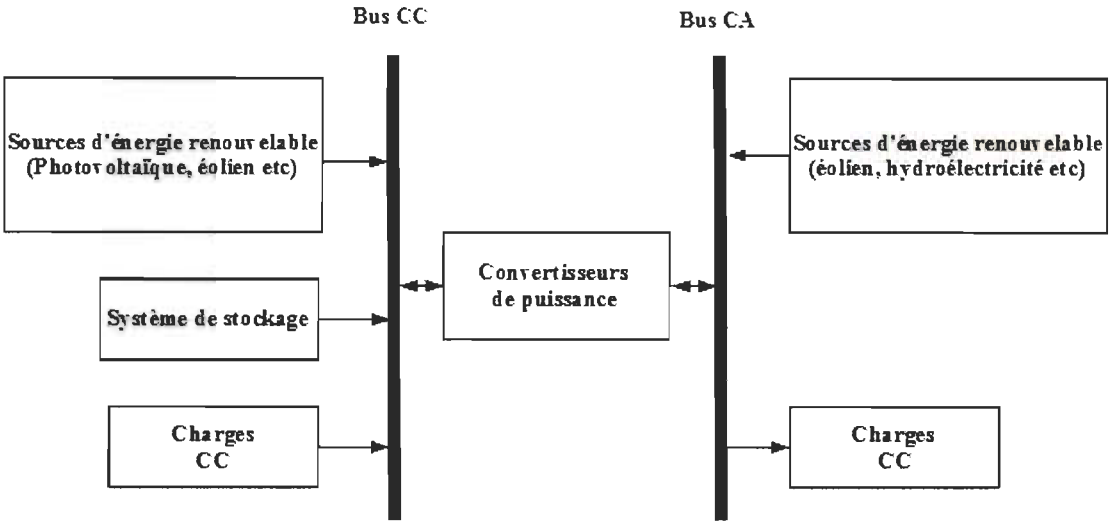

Fig. 2.4 : Structure de SHER à bus à courant continu/courant alternatif

2.5. État de l'art sur la gestion optimale des flux d'énergie dans les systèmes hybrides à énergies renouvelables

À la lumière de ce qui précède, la combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables pour former un système hybride d'énergie est une solution fiable et efficace pour plusieurs régions éloignées. Cependant, le défi fondamental dans le fonctionnement de ces systèmes hybrides est la gestion de la puissance délivrée à la charge [22]. La puissance à la sortie des sources renouvelables étant intermittente et dépendant de plusieurs conditions non-contrôlables, un système de gestion efficace est nécessaire pour prendre des décisions pour une meilleure utilisation de l'énergie. Une stratégie de gestion optimale de la puissance doit permettre d'avoir un système efficace, fiable et à moindre coût. L'objectif principal de la gestion d'énergie est de pouvoir répondre à la demande de la charge de pointe en tout temps. La littérature sur les systèmes de gestion de l'énergie est très vaste et comprend différentes configurations de système hybride impliquant les sources d'énergies

renouvelables. Les études pertinentes sur la gestion optimale des flux d'énergie dans les systèmes hybrides d'énergie sont présentées ci-après.

En 2014, Prema et Rao ont effectué une revue de littérature sur les modèles prédictifs pour la gestion de la puissance d'un micro réseau hybride. Ils donnent un aperçu des stratégies de gestion de la puissance, les méthodes pour optimiser le système hybride d'énergie et les algorithmes de prévision de la demande. Les avantages de la gestion prédictive de la puissance, les développements récents, les défis et les tendances futures sont discutés en détail. Les auteurs affirment qu'une stratégie de gestion prédictive de la puissance peut être conçue pour améliorer l'efficacité globale du système en optimisant l'utilisation directe des sources d'énergies renouvelables. Cependant, la possibilité d'avoir des erreurs de prévision existe toujours. Par conséquent, d'après les chercheurs, une stratégie de gestion adaptative qui fonctionne sur des intervalles de temps plus courts peut être intégrée dans la gestion avancée de la puissance pour soutenir la stratégie de gestion prédictive.

Ipsakis et collaborateurs ont proposé en 2008, les stratégies de gestion de l'énergie d'un système autonome utilisant les sources d'énergies renouvelables et le stockage sous forme d'hydrogène [27]. Les auteurs ont développé trois stratégies de gestion efficace de l'énergie d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien qui stocke l'énergie excessive sous forme d'hydrogène pour une utilisation future dans une pile à combustible. Le système autonome hybride étudié par les auteurs est composés de panneaux photovoltaïques de capacité nominale de 5 kW, de trois éoliennes de capacité totale de 3 kW, d'une charge de 1 kW, d'un électrolyseur de 4.2 kW, d'une pile à combustible de 4 kW et d'un accumulateur plomb-acide de capacité totale de 3000 Ah à 48 V CC. L'objectif principal

des stratégies de gestion est de réaliser une gestion efficace dans des conditions météorologiques variables qui permettraient d'assurer la satisfaction des besoins en énergie et de maintenir des coûts d'exploitation à un niveau raisonnable. L'indicateur clé qui régit le fonctionnement de la stratégie de gestion est l'état de charge (SOC pour State Of Charge) de l'accumulateur. Compte tenu de l'importance de l'accumulateur dans le bon fonctionnement de l'ensemble du système, il est essentiel de maintenir le SOC de l'accumulateur entre un niveau maximum admissible SOC_{max} et un niveau minimum SOC_{min} qu'il ne faut pas dépasser. En général, lorsque l'état de charge de l'accumulateur atteint son niveau maximum SOC_{max}, l'excès d'énergie est utilisé pour la production d'hydrogène, et lorsque le SOC atteint son niveau minimum SOC_{min}, la pile à combustible est activée pour satisfaire la demande en énergie. Les résultats simulés sur une période de temps de quatre mois ont permis de révéler les performances des trois stratégies de gestion proposées.

Une étude similaire a été menée en 2012 par Dursum et Kilic sur l'évaluation comparative de trois stratégies de gestion de la puissance d'un système autonome hybride photovoltaïque/éolien/pile à combustible/ accumulateur [28]. Dans cette étude, l'efficacité énergétique de la batterie a été évaluée avec trois stratégies de gestion de puissance. Ainsi, pour augmenter le temps de fonctionnement de la pile à combustible et pour permettre un flux d'énergie continu, trois stratégies de gestion de puissance sont proposées. L'état de charge maximum et minimum du banc de batterie permettent de déterminer le fonctionnement de la pile à combustible. Les trois stratégies de gestion ont amélioré l'efficacité énergétique du banc de batterie.

En 2015, Higuita Cano et collaborateurs ont fait une étude sur la gestion d'énergie d'un système autonome hybride photovoltaïque/éolien/batterie/pile à combustible pour la production d'hydrogène basé sur l'incertitude [29]. Les auteurs ont proposés une nouvelle stratégie de gestion d'énergie d'un système autonome hybride basée sur une approche de logique floue. D'après les chercheurs, l'intégration de la prévision de la puissance nette du système permet d'avoir une meilleure gestion de l'énergie. La stratégie de gestion a été validée en utilisant des données de quatre semaines et en supposant que chaque semaine correspond à une saison dans l'année. Ils ont également effectué une étude comparative entre la nouvelle stratégie de gestion proposée et une stratégie optimisée récemment rapportée dans la littérature [30]. Selon leur conclusion, la stratégie de gestion basée sur la logique floue et la prévision de la puissance nette, est susceptible de maintenir l'état de charge de la batterie dans la bonne plage de fonctionnement, tout en minimisant en même temps la dégradation associée aux cycles de démarrage et d'arrêt de la pile à combustible et de l'électrolyseur.

Il existe beaucoup d'autres études qui ont été effectuées sur la gestion de systèmes hybrides à énergies renouvelables [31]-[37]. Comme on peut le constater à partir de la recherche bibliographique, il existe très peu de recherches qui associent un système hybride à énergies renouvelables à un système de pompage d'eau. De plus il n'existe pratiquement pas d'études sur la gestion des systèmes hybrides à énergies renouvelables pour les applications d'irrigation. Le but de cette étude est de concevoir un système de gestion efficace pour un système autonome hybride à base d'éolien et photovoltaïque pour les applications d'irrigation.

CHAPITRE III

Modélisation dynamique du système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles

L'un des objectifs spécifiques à atteindre dans ce projet de recherche est la modélisation dynamique de l'ensemble du système hybride photovoltaïque-éolien. Pour atteindre cet objectif spécifique, nous avons étudié, modélisé et simulé l'ensemble du système hybride élément par élément dans l'environnement MATLAB/Simulink/Stateflow. Le système autonome hybride étudié est composé de deux sources de production d'énergie (PV, éolien), d'un sous-système de stockage d'énergie (banc de batterie), d'un sous-système de pompage et des charges électriques.

Pour la modélisation du panneau photovoltaïque et de l'éolienne, nous ne tenons pas compte de la modélisation des convertisseurs statiques d'électronique de puissance ainsi que de son système de régulation (avec MPPT). Nous avons utilisé des modèles mathématiques pour simplifier la modélisation de l'ensemble du système hybride photovoltaïque-éolien. Avec ces modèles mathématiques, on est à mesure de simuler le comportement du système hybride avec son système de gestion sur de longue période. L'objectif de ce projet de recherche est de proposer une méthode de gestion de puissance du système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles. Nous avons donc concentré nos efforts sur la proposition d'une méthode de gestion de puissance.

3.1.Modélisation du panneau photovoltaïque

L'élément de base d'un système photovoltaïque est la cellule photovoltaïque. La cellule photovoltaïque (dispositif semi-conducteur) est un composant optoélectronique qui transforme directement la lumière du soleil en électricité.

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module. Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant. La mise en parallèle de cellules accroît le courant en conservant la tension. Le panneau solaire est formé par l'interconnexion en série et/ou en parallèle de modules photovoltaïques.

3.1.1. Équations régissant le comportement de la cellule photovoltaïque

Le circuit équivalent de la cellule photovoltaïque est montré à la figure 3.1 [38], [39]. Ce circuit est constitué d'une source de courant photoélectrique I, d'une diode, d'une résistance R_{sh} exprimant le courant de fuite en parallèle et d'une résistance R_s en série décrivant une résistance interne au passage du courant.

D'après le schéma électrique de la figure 3.1, le courant d'une cellule photovoltaïque sous éclairement s'écrit :

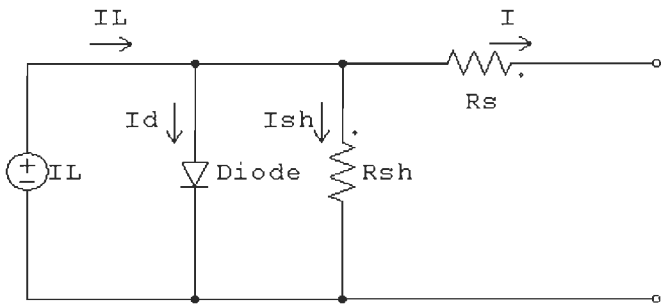

Fig. 3.1 : Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque

$$I = I_L - I_d - \frac{V - IR_s}{R_{sh}} \tag{3.1}$$

En remplaçant $I_d = I_0 * (e^{\left(\frac{q(V+IR_s)}{nKT}\right)} - 1)$ (formule expliquée par la thermodynamique statistique) dans l'équation (3.1), on aura :

$$I = I_L - I_0(e^{\left(\frac{q(V+IR_s)}{nKT}\right)} - 1) - \frac{V - IR_s}{R_{sh}} \tag{3.2}$$

où :

I_L est le courant généré dans la cellule photovoltaïque et dépend de l'irradiation solaire;

I_0 est le courant de saturation inverse de la diode (A);

q est la charge d'un électron (1.6×10^{-19} V);

V est la tension aux bornes de la cellule photovoltaïque (V);

I est le courant de sortie de la cellule photovoltaïque (A);

R_s est la résistance en série et elle a une petite valeur (Ω);

n est le facteur de qualité de la diode (sans unité);

K est la constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K);

T est la température de jonction en °K;

R_{sh} est la résistance de shunt et elle a une grande valeur.

Ce modèle est composé d'un courant photoélectrique, d'une diode, d'une résistance en parallèle et d'une résistance en série. Cependant, il existe certaines limitations pour développer les expressions des paramètres de la courbe I-V. Cela est dû à la nature implicite

et à la non-linéarité du modèle. Par conséquent, ce modèle est rarement utilisé et n'est pas pris en considération pour le modèle PV généralisé. La résistance shunt R_{sh} est inversement proportionnelle au courant de fuite, l'efficacité du PV est insensible à une variation de la résistance shunt [40].

D'autre part, une faible variation de la résistance série R_s va affecter de manière significative la puissance de sortie du PV. Alors, l'équation 3.1 ci-dessus peut être réécrite comme suit:

$$I = I_L - I_0\left(e^{\left(\frac{q(V+IR_S)}{nKT}\right)} - 1\right) \tag{3.3}$$

Le courant à la sortie de la cellule photovoltaïque varie en fonction du niveau d'irradiation solaire. D'où la forte influence de l'éclairement sur le courant débité par la cellule PV. Le courant I_L dépend du rayonnement solaire et de la température de la cellule et peut être obtenu à partir de l'équation 3.4 [41].

$$I_L = I_{L(T1)}(1 + K_o(T - T_1)) \tag{3.4}$$

Avec :

$I_{L(T1)} = G*I_{sc(T1)}/G_{nom}$

$K_o = \frac{I_{sc(T2)} - I_{sc(T1)}}{I_{sc(T1)}(T_2 - T_1)}$

Où :

G est l'irradiation en kW/m^2;

G_{nom} est l'irradiation nominale de la cellule photovoltaïque en kW/m^2;

$I_{sc(T1)}$ est le courant de court-circuit à la première température de référence (A);

$I_{sc(T2)}$ est le courant de court-circuit à la deuxième température de référence (A);

T_1 et T_2 des températures de référence (K);

Rapport-Gratuit.com

T est la température de la cellule solaire (K).

La valeur du courant de saturation I_0 de la diode est déterminée par :

$$I_0 = I_{0(T1)}(T/T_1)^{3/n} * e^{\frac{-qV_g}{nK}(\frac{1}{T}-\frac{1}{T_1})} \tag{3.5}$$

avec :

$$I_{0(T1)} = I_{sc(T1)} * e^{(-\frac{qV_{ocT1}}{nKT_1}+1)}$$

Où :

V_g est la tension de la bande interdite «Band gap» en V;

V_{ocT1} est la tension en circuit ouvert à la température T_1 de la cellule PV.

La résistance série R_s peut être déterminée comme suit [3] :

$$R_s = -\frac{dV}{dI_{Voc}} - \frac{1}{X_v} \tag{3.6}$$

avec :

$$X_v = I_{0(T1)} * \frac{q}{nKT1} * e^{\frac{qV_{oc(T1)}}{nKT1}}$$

Où $\frac{dV}{dI_{Voc}}$ est la dérivée de la tension par rapport au courant lorsqu'on atteint la tension en circuit ouvert.

Toutes les constantes dans les équations ci-dessus peuvent être déterminées en examinant les notes du fabricant du module PV.

À partir des équations régissant le comportement de la cellule photovoltaïque, nous avons créé un programme dans le logiciel MATLAB/Simulink pour simuler le comportement de la cellule photovoltaïque (voir le programme en Annexe A). Les paramètres d'entrée du programme sont l'irradiation solaire G (kW/m²) (où G_{max}=1

kW/m²), la température T (°C) et la tension V (où V_{max} = 0.6 Volt). Les sorties sont le courant *I* (I_{max}=4A) fourni par la cellule solaire et sa puissance *P* (P_{max}=2.4W).

Nous avons fait une petite simulation pour observer le comportement de la cellule photovoltaïque et voir les relations entre l'irradiation solaire, la température, la tension, le courant et la puissance. Les résultats obtenus sont expliqués ci-dessous.

La relation entre la tension et la puissance de sortie de la cellule solaire est représentée sur la figure 3.2. Dans un premier temps, on maintient la température à 25°C et on fait varier l'irradiation solaire. On constate que si l'irradiation augmente, la puissance à la sortie de la cellule augmente aussi. Dans un second temps, on maintient l'irradiation à 1 kW/m^2 et on fait varier la température. On constate que si la température augmente la puissance de sortie diminue.

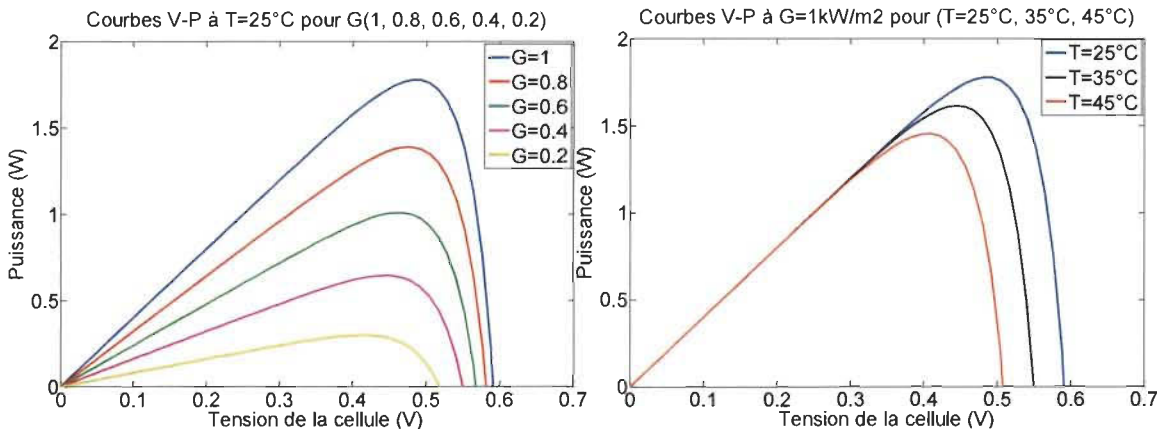

Fig. 3.2 : Courbes de la puissance en fonction de la tension de la cellule photovoltaïque

Sur la figure 3.3, nous représentons le courant en fonction de la tension de sortie. En premier lieu, nous faisons varier la température en maintenant l'irradiation constante. Nous constatons que si la température augmente la tension diminue. En second lieu, la température ne varie pas (25°C), mais on fait varier l'irradiation. Nous remarquons que si

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

l'irradiation diminue, la tension et le courant diminuent aussi. Par conséquent, la puissance de sortie de la cellule diminue.

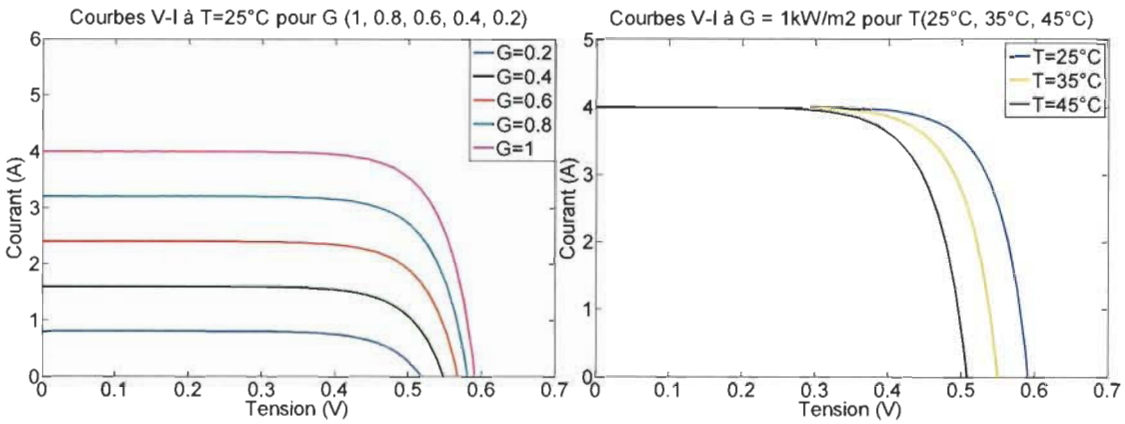

Fig. 3.3 : Courbes du courant en fonction de la tension de la cellule photovoltaïque

3.1.2. Modèle Simulink du panneau photovoltaïque

Un modèle mathématique pour estimer la puissance de sortie des modules PV a été utilisé dans le présent document. La puissance de sortie du générateur PV est donnée par l'équation (3.7) [42], [43] :

$$P_{pv} = \eta_g \, N \, A_m \, G \tag{3.7}$$

où :

η_g est le rendement du générateur photovoltaïque;

N est le nombre de modules;

A_m est la surface d'un module simple (m^2);

G est le rayonnement global dans le plan du générateur PV (W/m^2).

Les constantes η_g et A_m de l'équation (3.7) peuvent être déterminées en examinant les notes du fabricant du PV.

Le système photovoltaïque installé à l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène (IRH) de l'UQTR est composé de 16 modules dont 4 fois 4 modules en série connectés en parallèle.

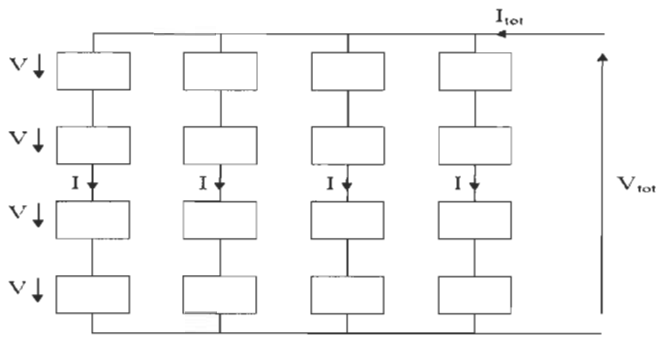

Fig. 3.4 : Disposition des modules photovoltaïque de l'IRH

Chaque module produit un courant I et une tension V. Selon la disposition des modules photovoltaïque, la tension totale est quatre fois la tension d'un module et le courant total est quatre fois le courant d'un module.

$V_{tot} = 4V$ et $I_{tot} = 4I$

La puissance totale générée par le panneau photovoltaïque est :

$P_{tot} = V_{tot}\, I_{tot} = 16\, V\, I = 16\, P_{module}$

Pour le cas de l'IRH, la puissance d'un module PV KC65T utilisé est 65 W pour une tension de 17.4 Volts. Alors, la puissance totale du système est :

$P_{tot} = 16*65 = 1040$ W

$V_{tot} = 4*17.4 = 69.6$ Volts

Les informations techniques du module PV KC65T fabriqué par Kyocera sont présentées dans le tableau 3.1. Ces informations correspondent aux spécifications du module PV dans les conditions standards de test.

Tableau 3.1 : Informations techniques du module PV KC65T

Description	Symbole	Valeur
Puissance maximale	Pmax	65 W (+10% /-5%)
Tension au point de puissance maximale	*Vmpp*	17.4 V
Courant au point de puissance maximale	*Impp*	3.75 A
Tension à circuit ouvert	*Voc*	21.7 V
Courant de court-circuit	*Isc*	3.99 A
Coefficient de température de *Voc*		$-8.21*10^{-2}$ V/°C
Coefficient de température de *Isc*		$1.59*10^{-3}$ A/°C
Tension maximale du système		600 V

Nous constatons que la puissance totale générée par le panneau photovoltaïque de l'IRH est 1040 W. Pour les besoins du projet, nous prenons un nombre de modules N est égal à 120. Ce qui nous permet d'avoir un système PV de 7.8 kW (65 W par module multiplié par 120). À partir de l'équation 3.7, le PV de 7.8 kW a été modélisé et simulé dans l'environnement MATLAB/Simulink (Fig. 3.5). Les paramètres d'entrée du modèle PV sont le nombre de modules N, la surface S d'un module ($S = 0.4896$ m^2), le rendement d'un module ($\eta_g = 13{,}27\%$) et le rayonnement solaire G. Le profil de rayonnement solaire

de 21 jours pour la région de Dakar (Sénégal) a été utilisé dans cette étude (Fig. 3.6). Ce profil de radiation a été obtenu à partir de la base de données météorologique du logiciel TRNSYS 17.

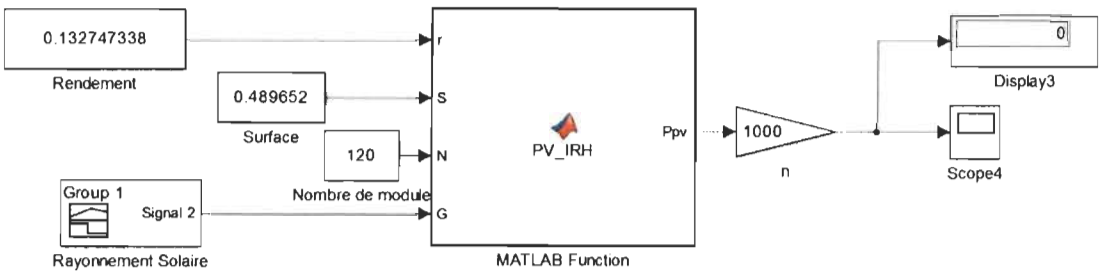

Fig. 3.5 : Modèle PV dans l'environnement MATLAB/Simulink

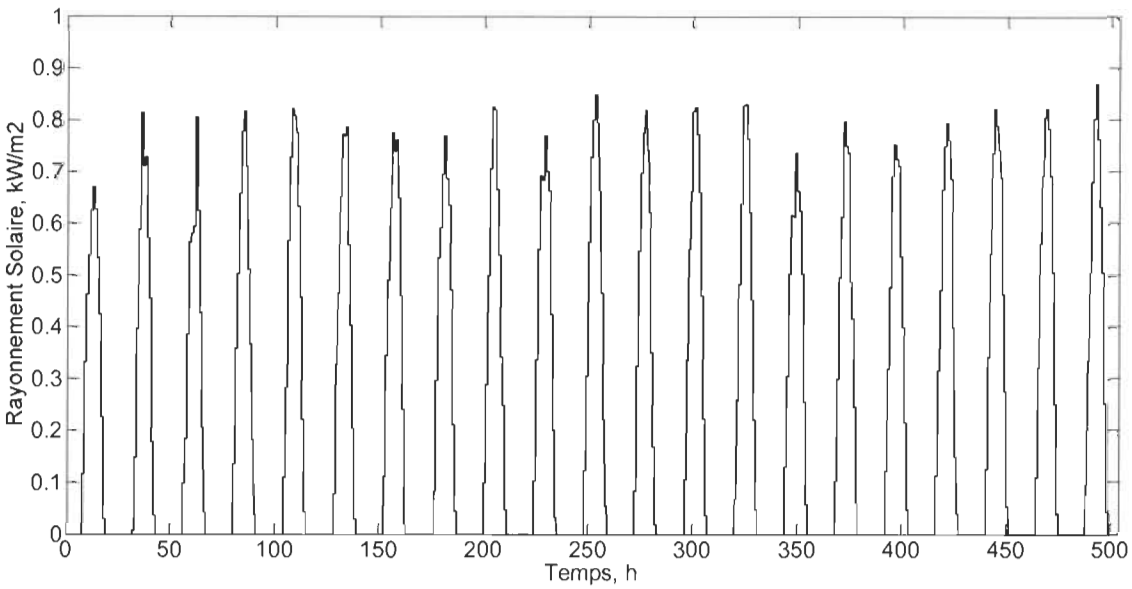

Fig.3.6: Profil de rayonnement solaire de 21 jours (Dakar (Sénégal))

3.2. Modélisation de la chaîne de conversion éolienne

L'énergie éolienne est l'une des sources de production d'énergie la plus respectueuse de l'environnement. Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité. Les pâles du rotor de la turbine éolienne captent une partie

de l'énergie contenue dans le vent et la transfèrent au moyeu qui est fixé sur l'arbre de l'éolienne. Celui-ci transmet ensuite l'énergie mécanique au générateur électrique. En général, la transmission de puissance entre le moyeu et le générateur électrique est réalisée à travers un multiplicateur de vitesse de rotation. On place en général un convertisseur de puissance entre le générateur électrique et la charge. Le convertisseur adapte la forme de l'énergie électrique fournie par le générateur à celle exigée par la charge. On associe aussi un système de commande et de régulation qui assure la conversion optimale en régime stationnaire et, éventuellement en régime dynamique.

La chaîne de conversion éolienne considérée dans le cadre de cette étude est présentée dans la figure 3.7. Il s'agit d'une éolienne à axe horizontal, à trois pales et avec un générateur synchrone à aimants permanents (PMSG).

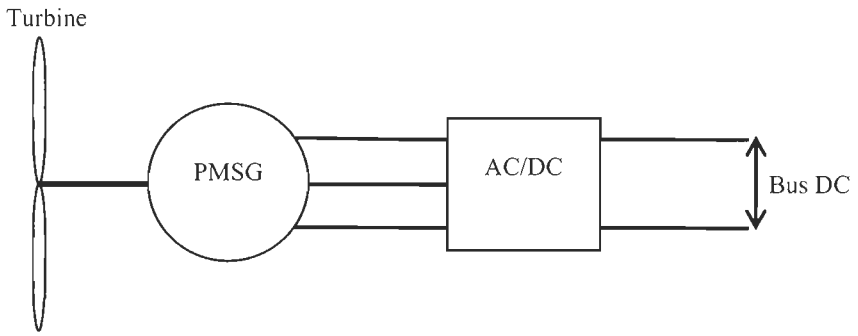

Fig. 3.7 : Chaine de conversion éolienne

La modélisation de la chaîne de conversion éolienne exige la modélisation du vent, de la turbine éolienne, du générateur électrique et du convertisseur de puissance. Le vent est la variable d'entrée du système éolien. Sa modélisation ne sera pas détaillée dans ce projet [44], seulement la modélisation de la turbine éolienne est détaillée dans ce document.

3.2.1. Modélisation de la turbine éolienne

3.2.1.1. Puissance de la turbine éolienne

Le rotor éolien est un système de conversion d'énergie qui transforme l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement en énergie mécanique disponible sur l'arbre. Pour capter l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement, les pâles du rotor éolien se présentent obliquement au vent avec un angle appelé angle de calage, β, provoquant la rotation par un effet de vis ou de tire-bouchon [45]. La puissance maximale qui peut être récupérée est décrite par l'équation de Betz (3.8) :

$$P_t = 0.5\rho\pi R^2 V_v^3 C_p(\lambda, \beta) \tag{3.8}$$

où :

P_t est la puissance mécanique de la turbine (Watt);

ρ est la densité de l'air (kg/m^3);

R est le rayon du rotor éolien (m);

V_v est la vitesse du vent (m/s).

C_p est le coefficient de puissance (un paramètre sans dimension qui exprime l'efficacité du rotor éolien dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique). Ce coefficient est fonction de l'angle de calage β et de la vitesse spécifique λ, définie par :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V_v} \tag{3.9}$$

où Ω_t est la vitesse de rotation du rotor éolien.

Le coefficient de puissance a une valeur théorique maximale donnée par la limite de Betz $C_{p,\,max} = 0.593$ [46].

Une équation générique est utilisée pour modéliser $C_p\ (\lambda,\ \beta)$. Cette équation, en fonction des caractéristiques de la turbine modélisée dans [46], est :

$$C_p\,(\lambda, \beta) = C_1\,(C_2/\,\lambda_i - C_3\,\beta - C_4)e^{-C5/\lambda i} + C_6\,\lambda \qquad (3.10)$$

avec

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

Les coefficients C_1 à C_6 sont : $C_1 = 0.5176$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0.4$, $C_4 = 5$, $C_5 = 21$, $C_6 = 0.0068$. Les caractéristiques de Cp-λ, pour différentes valeurs de l'angle de tangage β, sont illustrées ci-dessous (modèle MATLAB) (Fig.3.8). La valeur maximale de C_p ($C_{p,\,max} = 0{,}48$) est obtenue pour $\beta = 0°$ et pour $\lambda = 8.1$. Cette valeur particulière de λ est calculée selon la valeur de consigne (λ_nom).

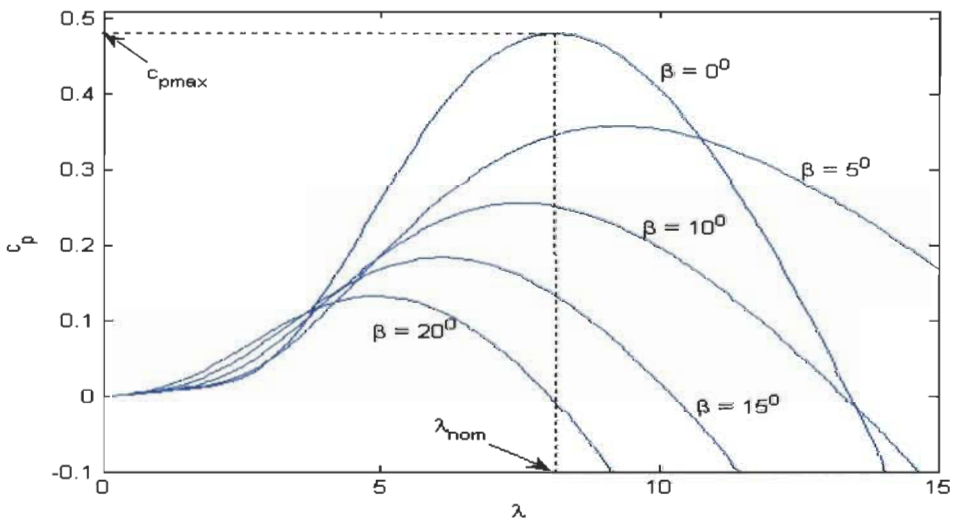

Fig. 3.8 : Courbes C_p en fonction de λ pour différentes valeurs de β

3.2.1.2. Contrôle et limitation de la puissance de la turbine éolienne

Les systèmes de contrôle peuvent dynamiquement ajuster l'angle de calage des pâles et le couple du générateur pour commander la puissance aux forts vents. Sans système de contrôle, les éoliennes ne peuvent remplir leurs tâches avec succès et produire la puissance sans risque.

Les méthodes plus courantes de réglage de la puissance d'une turbine éolienne sont :

a) La commande à angle fixe (passive stall control);

b) La commande stall active (active stall control);

c) La commande de l'angle d'attaque de la pâle (blade pitch control);

d) La commande d'orientation (yaw control).

Ces commandes servent principalement à limiter la puissance captée pour les vents forts, mais certaines peuvent également intervenir pour faciliter la mise en rotation de la turbine. Dans ce projet, la commande MPPT pour l'éolienne n'a pas été utilisée.

3.2.2. Modèle Simulink de l'éolienne

L'éolienne installée à l'IRH, dont les spécifications sont données dans le tableau 3.2, produit de l'énergie proportionnellement à la vitesse du vent. La puissance produite est acheminée vers le bus DC à travers un redresseur à diodes. À la vitesse de 13.8 m/s, l'éolienne produit environ une puissance de 10 kW. À partir de l'équation (3.8), le modèle de l'éolienne a été implanté et simulé dans l'environnement MATLAB/Simulink (Fig. 3.9).

Rapport-Gratuit.com

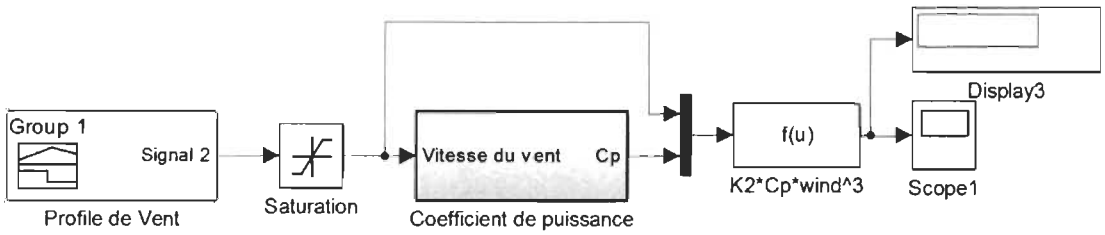

Fig. 3.9 : Modèle Simulink de l'éolienne

Tout d'abord, le bloc profil de vent permet d'émuler un profil de vitesse du vent. Ce profil de vent représente les données de 21 jours pour la région de Dakar au Sénégal (Fig. 3.10). Ce profil de la vitesse du vent a été obtenu à partir de la base de données météorologique du logiciel TRNSYS 17. On doit déterminer si la vitesse du vent s'inscrit dans les limites permises. En effet, lorsque le vent souffle à une vitesse inférieure à 3.6 m/s, l'inertie de l'éolienne l'empêche de tourner. De plus, lorsque la vitesse du vent dépasse les 14 m/s, un mécanisme dévie l'axe de l'éolienne et la puissance recueillie baisse. Lorsque la vitesse du vent atteint 16.7 m/s, la puissance fournie par l'éolienne est quasiment nulle. Cette vitesse est la limite supérieure. Le bloc saturation permet de limiter la vitesse du vent entre 3.6 m/s et 13.8 m/s. Le bloc Coefficient de puissance permet de trouver le C_p pour différentes valeurs de vitesse de vent. D'après [47], ce coefficient de puissance C_p a été déterminé expérimentalement pour l'éolienne Bergey BWC Excel 10 kW installé à l'IRH. L'équation (3.11) permet d'approximer le coefficient C_p de cette turbine éolienne.

$$Cp = (0.000739\,v^3 + 0.023649v^2 - 0.26584v + 1.2934) * (1 - 44.292\exp(-1.0762 * v)) \tag{3.11}$$

Où v représente la vitesse du vent.

Le dernier bloc permet de calculer la puissance de Betz telle que spécifiée par l'équation (3.8). Les caractéristiques du BWC Excel sont présentées dans le tableau 3.2.

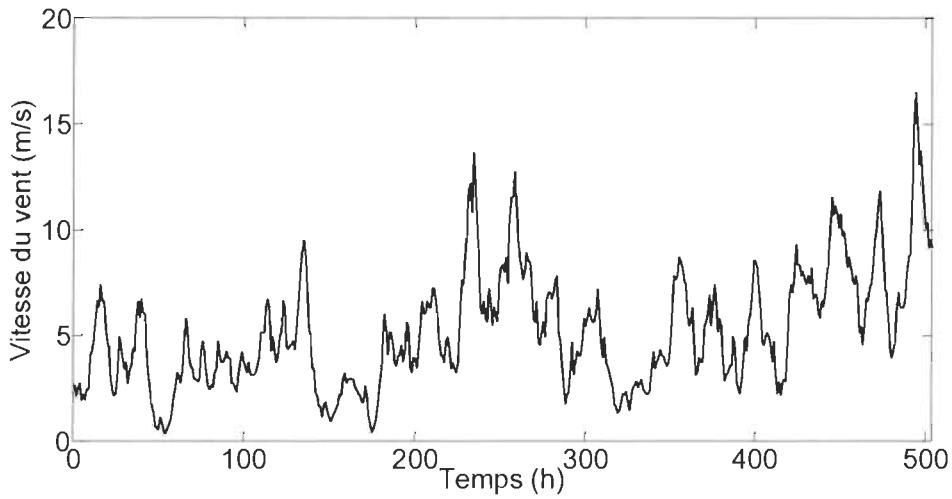

Fig. 3.10 : Profil de vent de 21 jours de la région de Dakar (Sénégal)

Tableau 3.2 : Caractéristiques de l'éolienne BWC Excel S

Caractéristiques	
Puissance estimée	P=10000 W à 13.8m/s
Rayon du rotor	R = 3.2004 m
Vitesse du vent	V=15.6 m/s
Générateur: Alternateur à aimant permanent	
Résistance de phase	$R_g = 0.5\ \Omega$
Inductance de phase	$L_g = 4.48*10^{-3}$ H
Flux	$\lambda_m = 0.39$ V-s/rad
Nombre de pôles	P = 38
Inertie	J = 25 kgm^2
Coefficient d'amortissement	B = 0.00035 Nm-rad/s

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

3.3. Modélisation du système de pompage

Le système de pompage est constitué d'un moteur, d'une pompe et d'un réservoir pour le stockage d'eau. Le moteur permet de convertir l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. L'énergie mécanique à la sortie du moteur permet de faire tourner la pompe. La pompe permet donc de convertir l'énergie mécanique reçue en énergie hydraulique. Par la suite, l'eau à la sortie de la pompe sera stockée dans un réservoir.

Habituellement, selon leur principe de fonctionnement, il existe deux types de pompes : volumétrique ou centrifuge. Pour les besoins de cette étude, nous avons choisi la pompe centrifuge. Les pompes centrifuges vérifient les lois d'affinité. Ces lois sont utilisées dans l'hydraulique pour exprimer le rapport mathématique entre certaines variables de la pompe comme la vitesse de rotation, le débit volumétrique, la puissance, etc. Par exemple, si on connait pour une vitesse de rotation ω, le débit Q, la hauteur manométrique totale H et la puissance absorbée P, les lois d'affinité permettent de déterminer pour une autre vitesse ω', le débit Q', la hauteur H' et la puissance P'. Ces lois d'affinité sont d'après [48]-[50] :

$$\frac{Q}{Q_{ref}} = \frac{\omega}{\omega_{ref}} \tag{3.12}$$

$$\frac{H}{H_{ref}} = \left(\frac{\omega}{\omega_{ref}}\right)^2 \tag{3.13}$$

$$\frac{P}{P_{ref}} = \left(\frac{\omega}{\omega_{ref}}\right)^3 \tag{3.14}$$

Où Q_{ref}, H_{ref} et P_{ref} sont respectivement le débit de référence, la hauteur de référence et la puissance de référence à la vitesse de référence ω_{ref}. Le modèle de l'ensemble

motopompe a été conçu dans l'environnement MATLAB/Simulink à partir des équations 3.12 à 3.14.

3.3.1. Dimensionnement du système de pompage

Pour les deux types de pompes (volumétrique ou centrifuge) les considérations suivantes peuvent être énoncées [4] :

- Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (*HMT*) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau.
- La pompe centrifuge est conçue pour une *HMT* relativement fixe. Le débit d'eau de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de la vitesse; et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à $Q*HMT$, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilise habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres).

Une comparaison a été faite entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques par [4]. Il ressort de cette étude que :

- Pour une *HMT* moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est étroitement lié à la *HMT* et son dimensionnement est critique.
- Pour les *HMT* supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers (<20 m^3), la pompe volumétrique sera la plus utilisée, surtout si une forte variation du rabattement de la nappe (donc de la *HMT*) est constatée. Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible.

Il est donc important de bien faire le dimensionnement de la pompe selon les conditions du terrain. En d'autres mots, une pompe doit être choisie selon les caractéristiques réelles de l'installation dans laquelle on doit l'installer. Les données suivantes seront nécessaires pour dimensionner la pompe: débit d'eau (Q) et hauteur manométrique totale (*HMT*).

Le débit (Q) est la quantité de liquide que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné, normalement exprimé en m^3/h. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h) ou gallons par heure (gph).

La hauteur manométrique totale (*HMT*) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Autrement dit, c'est la somme de la hauteur géométrique dans les niveaux du liquide et les pertes de charges causées par de frottements intérieurs qui se forment au passage du liquide dans les tuyaux, dans la pompe et dans les accessoires hydrauliques. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$HMT = H_g + \Delta H$ (m colonne de liquide)

H_g = Hauteur géométrique à l'aspiration (H_{ga}) + Hauteur géométrique au refoulement (H_{gr})

ΔH = Somme des pertes de charge dans l'installation (pertes linéaires et singulières) calculée selon les éléments suivants:

- Diamètre, longueur et matériel composant les tuyaux d'aspiration et de refoulement (Annexe B : voir table N°1);
- Quantité et type des coudes dans la tuyauterie et accessoires hydrauliques comme clapet de pied avec crépine, vannes, clapet anti-retour, filtres éventuels (Annexe B : voir table N°2);
- Nature du liquide (si différent de l'eau), température, viscosité et densité.

Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur géométrique totale (Hg) [4].

3.3.1.1. Analyse des besoins et des conditions d'exploitation

L'analyse des besoins et des conditions d'exploitation doit permettre de déterminer la puissance et le type de pompe choisie pour la situation donnée [4].

Il y a trois paramètres techniques qui délimitent l'évaluation d'une pompe. Afin d'obtenir l'évaluation la plus exacte possible, il est essentiel que ces trois paramètres soient estimés le plus précisément possible. Ces trois paramètres sont :

- La quantité d'eau requise par jour;
- La disponibilité de l'eau;
- Les ressources solaire et éolien.

L'évaluation de la quantité d'eau requise et la disponibilité de l'eau sont parfois difficiles à estimer et varient souvent de saison en saison et d'année en année. Les facteurs comme l'accroissement d'une population dans un village et un niveau dynamique variable

du puits ou du forage, selon le débit et les saisons, compliquent ce qui au premier abord peut paraître simple.

3.3.1.2. Estimation des besoins en eau et dimensionnement de la pompe

La boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur survie. La demande en eau est également primordiale dans les domaines de l'agriculture et de l'industrie, quelle qu'en soit leur ampleur.

L'estimation des besoins en eau et le dimensionnement du système de pompage sont détaillés ci-dessous.

Fiche de dimensionnement : Estimation de la charge

Choisir ou définir la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT.

- Pour obtenir le débit, il faut déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.
- Pour obtenir la HMT il faut mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.

Tout d'abord, nous donnons dans le tableau 3.3 les besoins de pointe en eau de quelques cultures en fonction de la zone géographique.

Tableau 3.3 : Besoins en eau par hectare en fonction de la zone géographique

Culture	Afrique de l'Ouest [4]	Québec [51]	Ouagadougou [52]	Bamako [52]	Gao [52]	Atar [52]
Cultures à l'échelle du village	60 m^3/jour/ha					
Riz	100 m^3/jour/ha					
Graines	45 m^3/jour/ha					
Canne à sucre	65 m^3/jour/ha					
Coton	55 m^3/jour/ha					
Tomates			71 m^3/jour	61 m^3/jour	81 m^3/jour	91 m^3/jour
Maïs/mil			71 m^3/jour	61 m^3/jour	81 m^3/jour	91 m^3/jour
Melon			61 m^3/jour	51 m^3/jour	71 m^3/jour	81 m^3/jour
Choux/carottes			61 m^3/jour	61 m^3/jour	81 m^3/jour	81 m^3/jour
Céleri		66-83 m^3/jour				
Fraisier		33-40 m^3/jour				
Piment		41.5-50 m^3/jour				
Brocoli		33-53 m^3/jour				
Oignon		25-33 m^3/jour				
Carotte		25-41.5 m^3/jour				
Laitue		41.5-58 m^3/jour				

Les besoins en eau pour l'irrigation dépendent du type de cultures, des facteurs météorologiques et de la méthode d'irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale.

Les tableaux 3.4 et 3.5 suivants présentent respectivement les besoins en eau journaliers de l'installation de pompage et la hauteur manométrique totale.

Tableau 3.4 : Détermination des besoins en eau journaliers de l'installation de pompage

Débit			
Irrigation			
Type Cultures à l'échelle du village	Surface (hectare) 10	m^3/jour/hectare 60	Total 600 m^3/jour
Eau domestique			
Famille 2	Nb/famille 10	Litres/personne 50l/jour/personne	Total 1 m^3/jour
			Total 601 m^3/jour

Tableau 3.5 : Détermination de la hauteur manométrique totale (HMT)

HMT			
Hauteur géométrique à l'aspiration	Hauteur géométrique au refoulement	Pertes tuyauterie	HMT
H_{ga} (m) 7	H_{gr} (m) 7	Pc (%) 10	$(H_{ga} + H_{gr})(1 + Pc)$ 15.4

D'après les tableaux 3.4 et 3.5, pour 10 hectares de terre agricole et 20 personnes, les besoins en eau de l'installation considérée sont estimés à 601 m^3 par jour, et la HMT est estimée à 15.4 mètres.

Pour déterminer la quantité d'eau nécessaire au système de pompage, il est important de connaitre l'efficacité du système d'irrigation. L'irrigation, apportant de l'eau sur un terrain cultivé en vue de compenser le manque de précipitations, est très importante pour la production maraîchère. Elle permet de diminuer les risques liés aux aléas climatiques.

D'autre part, irriguer une terre agricole, c'est choisir un système de pompage et un mode de distribution de l'eau.

Il y a trois (3) modes de distribution de l'eau [52]:

- une distribution gravitaire ou de surface : L'objectif est de pouvoir inonder rapidement toute la surface sur une même hauteur;
- une distribution par aspersion : ce système arrose les plantes grâce à une pluie artificielle. L'eau sous pression est amenée à la parcelle par des canalisations. L'aspersion est réalisée grâce à des asperseurs rotatifs;
- une distribution localisée ou goutte à goutte : l'irrigation localisée ou goutte à goutte n'arrose qu'une fraction du sol à partir de goutteurs ou de perforations dans une conduite sous pression.

Pour la distribution par gravité, on distingue l'irrigation par bassins, par billons ou par planches.

D'après [52], les avantages et les inconvénients des trois méthodes de distribution sont résumés dans le tableau 3.6.

Rapport-Gratuit.com

Tableau 3.6 : Efficacité, avantages et inconvénients du type d'irrigation [52].

Type de méthode	Efficacité	Niveau d'investissement	Difficulté d'aménagement	Inconvénients majeurs	Avantages majeurs
Bassin	50-60 %	faible	moyenne	nécessité de planage	facile à mettre en œuvre, grande surface irrigable
Planche		élevé	élevée	nécessité un planage rigoureux	irrigation facile à mener, grande surface irrigable
Billons		moyen	moyenne	travaux d'aménagement important	irrigation facile à mener, grande surface irrigable
Aspersion	65 %	très élevée	très élevée	coût et maintenance	efficacité de l'irrigation
Goutte à goutte	90 %	très élevée	très élevée	coût et technicité	efficacité de l'irrigation

Connaissant l'efficacité du type d'irrigation, on peut estimer la quantité d'eau nécessaire pour l'installation. Cette quantité d'eau nécessaire est égale au besoin en eau divisé par l'efficacité d'irrigation. Généralement, dans la zone Afrique, l'irrigation gravitaire est la plus utilisée en raison de son niveau d'investissement faible et de sa facilité de mise en œuvre. Nous choisissons donc l'irrigation par gravité comme type d'irrigation.

Le calcul de la quantité d'eau nécessaire pour l'installation se fait comme suit :

Quantité d'eau nécessaire = besoin en eau/efficacité = (601 m^3/jour)/50%

Quantité d'eau nécessaire = 1202 m^3/jour

En supposant que notre système de pompage fonctionne 8 heures par jour, on aura un débit horaire de 150.25 m^3/h soit 0.0417 m^3/s (1202 m^3/8 heures) (Fig. 3.11).

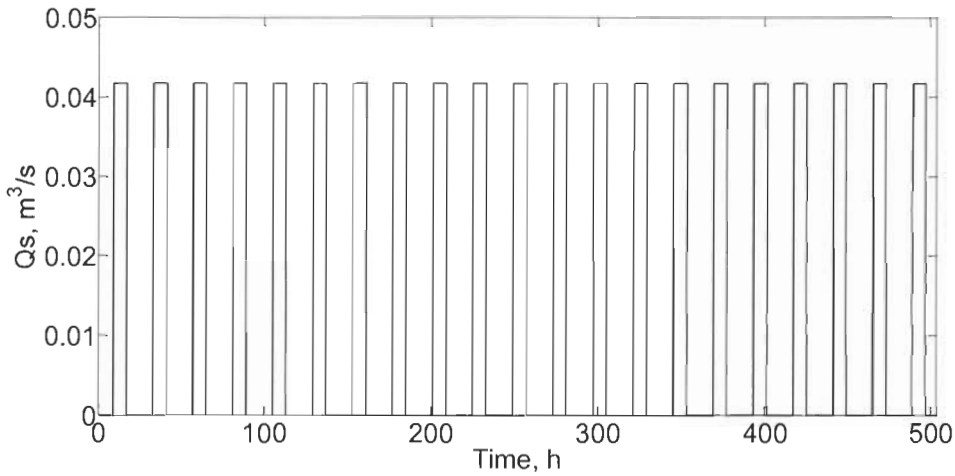

Fig. 3.11 : Profil de consommation d'eau de 21 jours d'opération

Après avoir établi les valeurs de débit Q et de la hauteur manométrique totale HMT de l'installation, pour déterminer la puissance requise P de la pompe, il faut appliquer l'équation (3.15).

$$P = \frac{\rho\, g\, HMT\, Q}{\eta}\ (W) \tag{3.15}$$

Où :

Q est le débit en m^3/s ;

HMT est la Hauteur manométrique totale en mètre ;

g est l'accélération de pesanteur ($g = 9.81\ m/s^2$) ;

ρ est la densité du liquide (pour l'eau = 1000 kg/m^3) ;

η est le rendement de pompe ;

η = 78% (Pompe NM4 125/250 CALPEDA), n = 1450 tr/mn.

Considérant ces paramètres et évaluant l'équation (3.15), on obtient :

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

$$P = \frac{\rho\, g\, H\, Q}{\eta} = \frac{1000*9.81*15.4*0.0417}{0.78} = 8.084 \text{ kW}$$

À partir du dimensionnement, la puissance de la pompe nécessaire pour satisfaire les besoins en eau de 10 hectares de terre agricole et 20 personnes a été estimée à 8.084 kW.

Le choix de la pompe peut s'effectuer aussi en cherchant dans la documentation des constructeurs de pompes celle qui satisfait au cahier des charges établi lors du dimensionnement.

3.3.2. Dimensionnement et modélisation du réservoir de stockage d'eau

3.3.2.1. Dimensionnement du réservoir

Souvent, la disponibilité de l'énergie ne coïncide pas avec la demande d'eau des usagers. De ce fait, il est nécessaire de stocker l'eau dans un réservoir, de telle sorte qu'elle peut y être extraire au besoin. Le dimensionnement du réservoir devra prendre en compte le fait qu'une partie de l'eau requise chaque jour devra être stockée durant la journée, au fur et à mesure que la pompe extrait de l'eau [4].

Le débit journalier requis pour ce système de pompage est de 1202 m^3 par jour. En supposant qu'on a l'autonomie d'un jour, on aura besoin d'un réservoir d'environ 1202 m^3. Avec une hauteur d'eau de 3 mètres, nous aurons une surface *S* de 400.66 m^2.

$S = 400.66 \text{ m}^2 \sim 401 \text{ m}^2$

$H_{ref} = 3 \text{ m}$

Il faut signaler que la hauteur du réservoir doit être supérieure à 3 m. C'est-à-dire qu'on doit laisser un écart entre le niveau maximum de l'eau et la partie supérieure du réservoir (Fig. 3.12).

Fig. 3.12 : Réservoir de stockage d'eau

3.3.2.2. Modélisation du réservoir

Sur la figure 3.12, on constate que l'eau entre dans le réservoir par le haut avec un débit Q_e fourni par la pompe et elle sorte par le bas à travers une valve avec un débit Q_s. Le débit Q_s à la sortie du réservoir est considéré comme une perturbation et dépend essentiellement de la consommation d'eau. L'équation différentielle permettant de trouver la hauteur h du liquide dans le réservoir est donnée par [50]:

$$\frac{dV}{dt} = S\,\frac{dH}{dt} = Q_e - Q_s \tag{3.16}$$

où :

V est le volume de liquide dans le réservoir;

S est la surface du réservoir;

Q_e et Q_s sont respectivement le débit à l'entrée et à la sortie du réservoir.

À partir de l'équation 3.16, nous avons modélisé le réservoir d'eau dans l'environnement MATLAB/Simulink.

3.4. Modélisation du système de stockage

Il existe plusieurs types de stockage pour les systèmes d'énergies renouvelables. Les critères pour le choix d'un système de stockage d'énergie sont la fiabilité, l'efficacité, la maturité technique, le coût, la durée de vie et l'impact environnemental. L'efficacité et l'espérance de vie jouent un rôle essentiel lors du choix d'une technologie de stockage, car ils affectent les coûts de stockage.

Pour les petits (quelques kWh) et les grands systèmes (plus de 100 kWh) dans les régions isolées utilisant des énergies renouvelables intermittentes, l'accumulateur électrochimique (batterie) reste le meilleur compromis entre performances et coût [53].

D'après [53], les batteries sont le type de système de stockage le plus efficace pour un petit système de production d'énergie. Cependant, les batteries qui sont intégrées aux systèmes d'énergies renouvelables ont à supporter des conditions de fonctionnement tel que les taux variables de charge et de décharge, la fréquence et la profondeur de décharge, les fluctuations de température, etc. Ces variations rendent très difficile de prédire avec précision les performances de la batterie dans les systèmes d'énergies renouvelables. Les taux de charge et de décharge élevés et la température sont les principales sources de défaillance de la batterie. Compte tenu de ces paramètres, un bon contrôleur de charge et de décharge est exigé pour la fiabilité et la sécurité de fonctionnement de la batterie. Par conséquent, la modélisation de la batterie devient très nécessaire afin d'améliorer les performances de la batterie en intégrant un dispositif de commande.

Il existe deux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans les systèmes d'énergies renouvelables: les accumulateurs au Plomb acide et les accumulateurs au Nickel-Cadmium. La batterie au plomb acide est la forme de stockage la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et de sa large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications ou la fiabilité est vitale [54]. Dans le cadre de cette étude, nous avons choisi la batterie au plomb acide compte tenu de l'avantage offert pour les systèmes isolés de production d'énergie.

3.4.1. Modèle Simulink du système de stockage électrique

L'accumulateur électrochimique est considéré comme une source de tension idéale. Dans ce document, nous utilisons la technique la plus couramment utilisée pour le calcul de l'état de charge (*SOC*) des batteries. Pour une parfaite connaissance de l'état de charge d'une batterie, il est nécessaire de connaitre ou de pouvoir estimer le *SOC* à l'état initial, le temps de charge et de décharge et la valeur du courant [55]. L'équation 3.17 permet de calculer le *SOC* pour une batterie idéale.

$$\mathrm{SOC} = \mathrm{SOC}_0 + \int_{t_0}^{t} \frac{I_{bat}}{C_{bat}} dt \tag{3.17}$$

Où :

SOC_0 est l'état de charge initial de la batterie;

t_0 est le temps en seconde de l'état initial;

C_{bat} est la capacité de la batterie (Ah);

I_{bat} est le courant de la batterie (A) et est calculé comme suit :

$$I_{bat} = \frac{P_{res} - P_{pompe} - P_{charge}}{V_{bat}} \tag{3.18}$$

P_{res} est la puissance produite par les sources renouvelables;

P_{pompe} est la puissance demandée par la pompe;

P_{charge} est la puissance totale des petits appareils de la ferme.

Kattakayam et Srinivasan recommandent la plage de travail idéale 0,5<SOC<0,8 pour les batteries au plomb-acide [56].

À partir de l'équation (3.17), un modèle de batterie a été implémenté et simulé dans l'environnement MATLAB/Simulink. Les fonctions des batteries dans un système d'énergie renouvelable sont l'alimentation du bus DC et le stockage temporaire de l'énergie. Dans ce cas précis, les batteries fournissent une tension de 48 volts. Il est important que le modèle de la batterie soit fiable, car l'état de charge SOC de la batterie est l'un des facteurs clés dans la prise de décision pour la gestion de l'ensemble du système hybride.

3.4.2. Dimensionnement du banc de batteries

Le dimensionnement a pour but de déterminer la capacité du banc de batteries à partir des besoins électriques de l'installation, ce qui peut être obtenu à l'aide de l'équation (3.19).

$$Q_b = \frac{B * N}{V * D * R} \tag{3.19}$$

Où :

B correspond aux besoins électriques de l'utilisateur ou charges journalière et s'exprime en Wh/jour. Avec une pompe de 8,084 kW qui fonctionne pendant 8 heures par jour et des charges qui consomment au maximum 3000 Wh/jour, on peut ainsi estimer les besoins électriques à 67672 Wh/jour.

N est le nombre de jours de réserve ou stockage. En général, on prévoit de trois à cinq jours d'autonomie. Comme dans notre système il y a aussi un système de stockage d'eau, nous prendrons $N = 1$ pour les calculs.

V est la tension nominale des accumulateurs. Dans cette étude, cette tension est de 48 volts.

D est le taux de décharge maximale des accumulateurs (entre 20% et 80% de décharge). Ce taux est de 30% pour un système optimal, et de 50% pour un système standard [57]. Nous choisissons le taux pour un système standard.

R est le rendement des accumulateurs (typiquement entre 75% et 90%, incluant les pertes de câblage et de vieillissement [54]). Nous prenons R = 90%.

Avec les valeurs prises, on aura :

$$Q_b = \frac{67\,672 * 1}{48 * 0.50 * 0.90} = 3\,132.96 \text{ Ah}$$

3.5. Profil de consommation électrique

Dans cette étude, pour tenir compte de la consommation électrique de l'installation, nous avons utilisé un profil de consommation électrique (Fig. 3.13) d'une puissance maximale de 1.2 kW. Ces données de consommation électrique ont été prises sur le système de l'Université du Québec à Trois-Rivières en décembre 2014. Ce profil sera associé aux

autres profils (vent, irradiation, et consommation d'eau) pour tester les performances de l'ensemble du système autonome hybride.

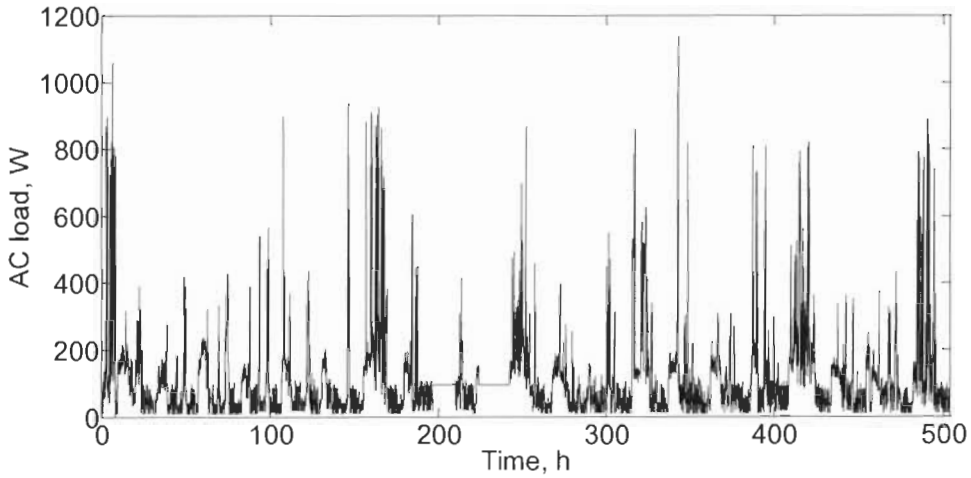

Fig. 3.13 : Profil de consommation électrique de 21 jours d'opération

CHAPITRE IV

Étude comparative de trois stratégies de gestion d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles

La stratégie de gestion est primordiale dans un système autonome hybride d'énergie, car c'est elle qui décide quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage si disponible. La stratégie de gestion d'énergie qui sera développée dans le cadre de ce projet de recherche doit permettre au système autonome hybride photovoltaïque-éolien de s'adapter aux variations météorologiques. Une gestion d'énergie des composants d'un système doit garantir la stabilité du système en tout temps.

Dans ce chapitre, trois stratégies de gestion d'énergie sont proposées. Nous ferons par la suite une étude comparative des trois stratégies de gestion pour déterminer la plus optimale. Tout d'abord, nous commençons par une brève description de quelques stratégies de fonctionnement d'un système hybride.

4.1. Stratégies de gestion d'un système hybride d'énergie

Rappelons que la stratégie de fonctionnement est un algorithme qui permet au système de supervision d'un SHE de décider combien et quels générateurs il faut mettre en marche, quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage, si disponible [23]. Il existe différentes stratégies de gestion pour les systèmes hybrides d'énergie, lesquelles sont

Rapport-Gratuit.com

abordées dans [33]. D'après le Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne (LREE) [23], le fonctionnement d'un système hybride d'énergie dépend des paramètres suivants :

- le profil de charge : les variations diurnes, les variations saisonnières, les pics et les creux, etc.;
- les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, la fréquence des événements, les valeurs extrêmes, les variations diurnes et saisonnières, etc.;
- la configuration du système : le nombre et les types de composants (les sources d'énergie renouvelable, les sources classiques, les charges contrôlables, les types de stockage, les convertisseurs de puissance, etc.);
- les normes de qualité de l'énergie : les exigences en ce qui concerne les variations de la fréquence et de la tension.

Par conséquent, certaines stratégies de fonctionnement peuvent être plus efficaces dans des applications particulières, en fonction des objectifs du système et les caractéristiques présentées ci-dessus. Différentes stratégies de fonctionnement pour un système hybride d'énergie avec un générateur Diesel sont présentées ci-après :

4.1.1. Gestion du stockage

Il existe deux types de stratégies de stockage à savoir :

- La stratégie de stockage à court terme, qui permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge.
- La stratégie de stockage à long terme, qui est utilisée pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue. Dans cette stratégie, un générateur diesel (GD)

est utilisé pour répondre à la demande de la charge sur de longues périodes. Avec cette stratégie, le GD est arrêté jusqu'à ce que l'état de charge du système de système de stockage atteigne un niveau minimal. Une fois ce seuil atteint, le GD redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau maximal et le cycle se répète encore une fois et ainsi de suite.

4.1.2. Gestion des charges

Dans cette stratégie, les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité (Fig. 4.1). Les charges optionnelles sont toutes des charges ayant une utilité et pouvant être utilisées durant l'excédent d'énergie qui, autrement, serait dissipé. Les charges différées et optionnelles ont, en général, une priorité réduite pendant une partie de la journée. Elles doivent être connectées seulement quand leur régime de priorité est élevé. Dans le cas du pompage de l'eau, quand le niveau d'eau dans le bassin est bas, la pompe acquiert une priorité élevée et doit démarrer.

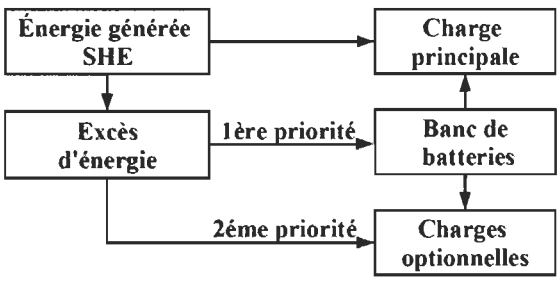

Fig. 4.1 : Diagramme de priorités des charges

Il existe d'autres stratégies de gestion à savoir : la réserve tournante, le temps de fonctionnement minimal et l'hystérésis. Mais ces stratégies de gestion sont réservées pour un système hybride qui comprend un générateur diesel. Dans les systèmes hybrides avec

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

un système de stockage constitué uniquement d'accumulateur électrochimique, la stratégie de gestion est très simple : l'énergie excédentaire provenant des sources renouvelables est stockée dans les batteries (les batteries se chargent), les batteries se déchargent s'il y a déficit d'énergie dans le système.

4.2. Stratégies de gestion du système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles

Dans cette section, nous proposons une étude comparative de trois stratégies de gestion d'énergie d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour applications agricoles. Le problème principal dans la gestion d'énergie d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien est de pouvoir fournir la puissance demandée par la charge malgré les grandes variations de l'énergie produite. Les variations dans la production d'énergie sont causées par la nature intermittente des ressources renouvelables.

Pour la gestion du système hybride, la priorité est donnée au système de pompage. En cas de surproduction d'énergie par les sources renouvelables, l'énergie excédentaire sera utilisée pour charger les batteries et/ou répondre à la demande des charges électriques. Si les sources renouvelables produisent moins d'énergie qu'il en faut pour faire tourner la pompe, l'énergie manquante est extraite des batteries. Par contre, il faut tenir en compte l'état de charge des batteries pour ne pas trop les surcharger ou les décharger complètement. Le cycle de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique affecte sa durée de vie et a une influence sur le coût d'exploitation et d'entretien de l'ensemble du système.

Pour la gestion d'énergie, on calcule d'abord la puissance nette de l'ensemble du système hybride. Cette puissance nette est égale à la différence entre la puissance produite par les sources renouvelables P_{res} (la somme de la puissance du PV et de l'éolien) et la puissance de la pompe P_{pompe}.

$$P_{res} = P_{pv} + P_{w} \tag{4.1}$$

$$P_{net} = P_{res} - P_{pompe} \tag{4.2}$$

Si cette puissance nette est supérieure à zéro (P_{net} positive), il y a suffisamment d'énergie pour faire tourner la pompe et éventuellement alimenter les charges électriques et/ou stocker l'énergie excédentaire dans les batteries. Si cette puissance nette est inférieure à zéro (P_{net} négative), cela sous-entend que l'énergie produite par les sources renouvelables n'est pas suffisante pour faire tourner la pompe. Dans ce cas, les batteries seront mises à contribution pour faire tourner la pompe.

L'objectif principal de la stratégie de gestion est la satisfaction des exigences de la pompe tant que le niveau de l'eau dans le réservoir est inférieur au niveau de référence. La pompe est arrêtée lorsque le niveau d'eau dans le réservoir atteint son niveau de référence.

4.2.1. Stratégie de gestion # 1

4.2.1.1. Description de la stratégie de gestion

Cette stratégie de gestion a été conçue en tenant compte de tous les scénarios possibles de fonctionnement de l'ensemble du système autonome hybride photovoltaïque-éolien. Sans oublier que ce système est dédié à des applications agricoles, nous avons mis l'accent sur le pompage d'eau lors de la conception de l'algorithme de gestion. L'organigramme de la

stratégie de gestion # 1 est présenté sur la Fig. 4.2. Les différentes modes de fonctionnement du système hybride sont les suivantes :

- Mode 1 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

$Et\ que\ P_{net}$ est positive et supérieure à la puissance totale des charges;

Et que l'état de charge SOC des batteries est inférieur à l'état de charge maximal SOC_{max}.

Alors, la pompe et les autres charges sont alimentées et l'énergie excédentaire est stockée dans les batteries.

- Mode 2 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Et que P_{net} est positive et supérieure à la puissance totale des charges;

Et que les batteries sont chargées.

Alors dans ce cas, la pompe et les charges optionnelles sont alimentées.

- Mode 3 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Et que P_{net} est positive et inférieure à la puissance totale des charges;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min}.

Alors, la pompe et les autres charges sont alimentées par les sources renouvelables et les batteries.

- Mode 4 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Et que P_{net} est positive et inférieure à la puissance totale des charges;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, la pompe est alimentée par les sources d'énergie renouvelable et les charges optionnelles sont déconnectées.

- Mode 5 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Et que P_{net} est négative et P_{res} est plus grande que zéro;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min}.

Alors, la pompe et les charges optionnelles sont alimentées par les batteries et les sources renouvelables. Les batteries se déchargent.

- Mode 6 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Et que P_{net} est négative et P_{res} est plus grande que zéro;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, la pompe est alimentée juste avec de l'énergie produite par les sources renouvelables. Il faut rappeler que la puissance produite par l'éolien et le PV ne suffise pas pour faire tourner la pompe à puissance maximale. Les charges sont déconnectées.

- Mode 7 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Et que P_{net} est négative, l'éolien et le PV ne produisent pas d'énergie;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min}.

Alors, les batteries permettent d'alimenter la pompe et les charges.

- Mode 8 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Et que P_{net} est négative, l'éolien et le PV ne produisent plus d'énergie;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, le système est arrêté.

- Mode 9 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref});

Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie suffisante pour alimenter les charges;

Et que l'état de charge SOC des batteries est inférieur à l'état de charge maximal SOC_{max}.

Alors, les charges optionnelles sont alimentées et les batteries se chargent.

- Mode 10 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref});

Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie suffisante pour alimenter les charges;

Et que les batteries sont chargées.

Alors, seules les charges optionnelles sont connectées.

- Mode 11 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref});

Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie non suffisante pour alimenter les charges;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min}.

Alors, l'éolien, le PV et les batteries permettent de satisfaire les demandes des charges optionnelles.

- Mode 12 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref});

Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie non suffisante pour alimenter les charges;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, le système est arrêté.

- Mode 13 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref});

Et que l'éolien et le PV ne produisent pas d'énergie;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min}.

Alors, les batteries alimentent les charges optionnelles.

- Mode 14 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref});

Et que l'éolien et le PV ne produisent pas d'énergie;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, le système est arrêté.

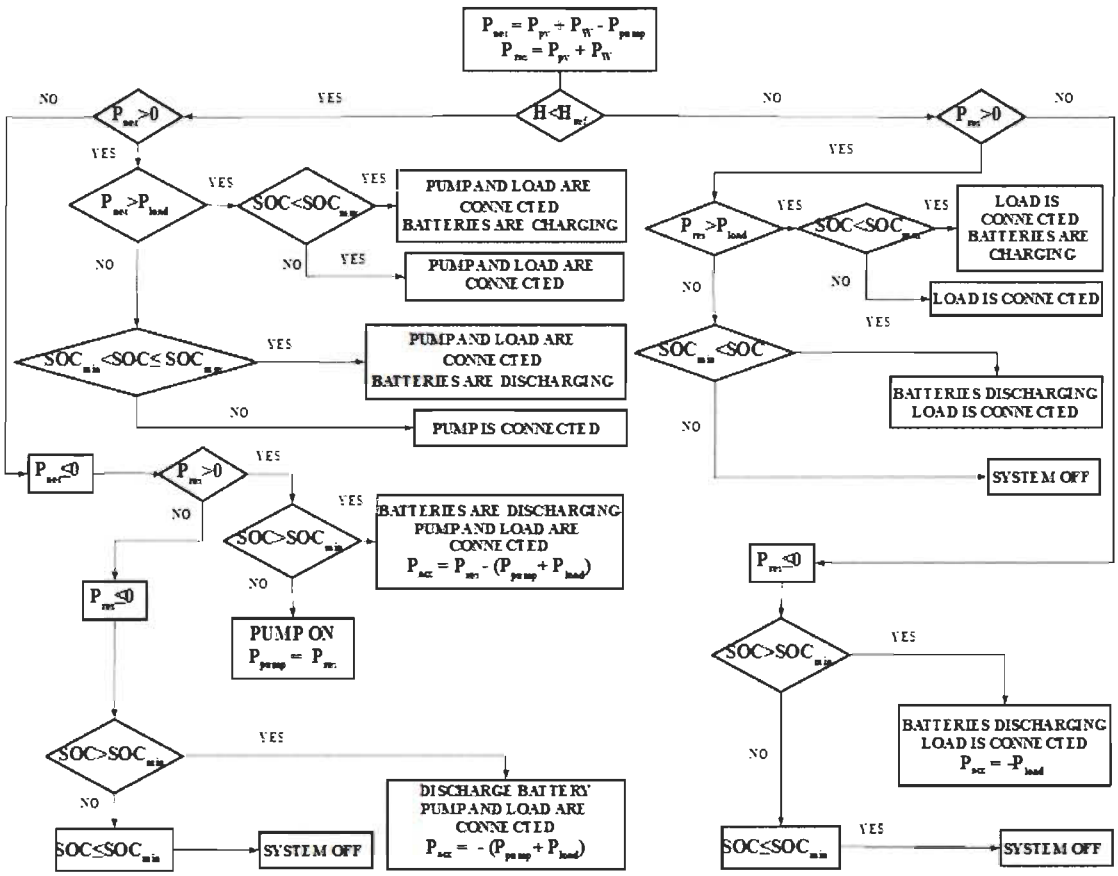

Fig. 4.2 : Organigramme de la stratégie de gestion # 1

4.2.1.2. Résultats de simulation

Nous avons étudié, modélisé et simulé l'ensemble du système hybride dans l'environnement MATLAB/Simulink. Pour les besoins de la simulation, nous avons utilisé

des profils de vent et d'irradiation solaire de 21 jours de la région de Dakar au Sénégal. Les résultats obtenus après simulation sont illustrés sur la figure 4.3.

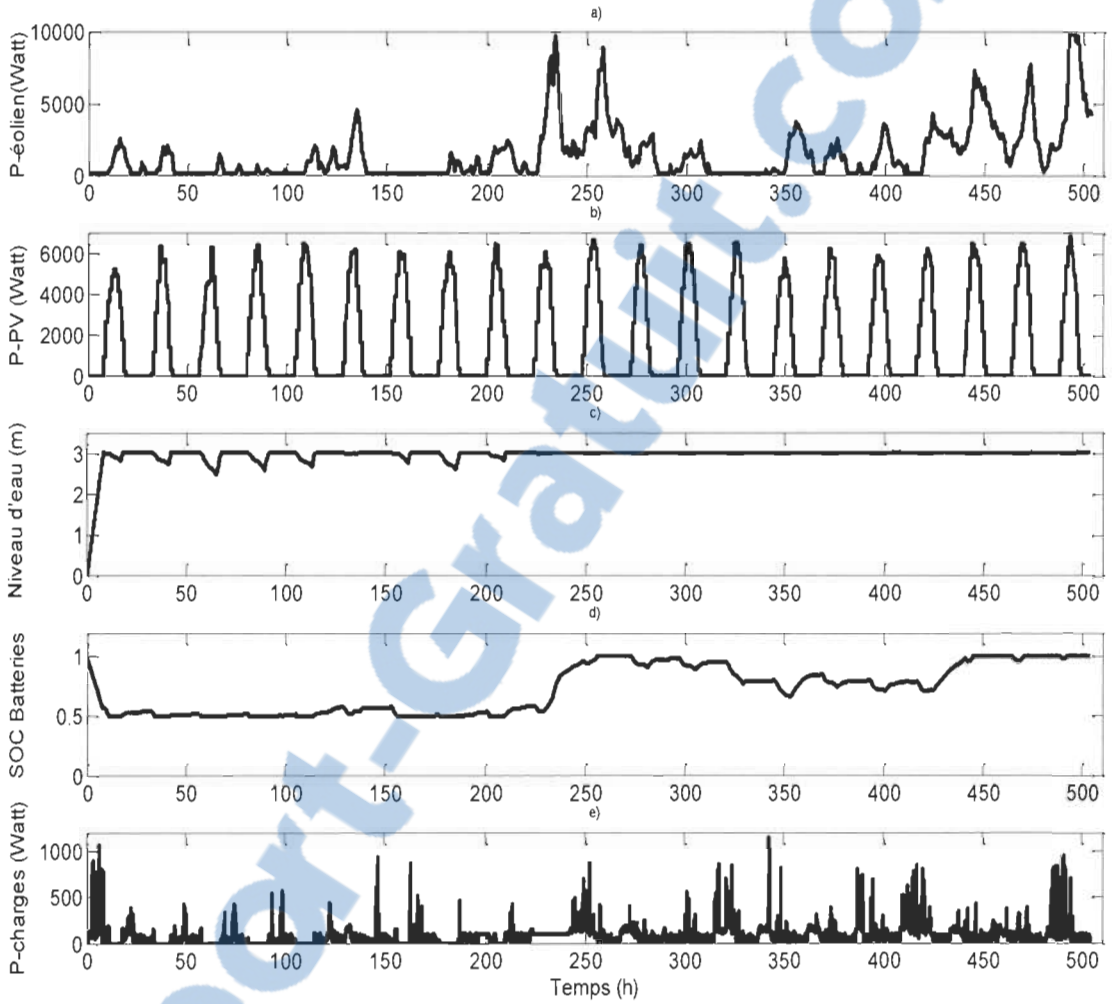

Fig. 4.3 : Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 1

La stratégie de gestion # 1 donne la priorité au système de pompage. Il faut retenir qu'en cas de surproduction d'énergie par les sources renouvelables, l'énergie excédentaire sera utilisée pour charger les batteries et/ou répondre à la demande des charges électriques. Si les sources renouvelables produisent moins d'énergie qu'il en faut pour faire tourner la pompe, l'énergie manquante est extraite des batteries.

Rapport-Gratuit.com

Sur la figure 4.3, du début de la simulation jusqu'à environ 200 heures de fonctionnement du système, on constate que le niveau d'eau dans le réservoir (graphe c) varie très peu, les batteries se déchargent (graphe d) et les charges sont partiellement alimentées (graphe e). Cela est dû au fait que pendant cette plage de fonctionnement, le système éolien (graphe a) fournit presque pas d'énergie. C'est le système photovoltaïque (graphe b) et les batteries qui fournissent l'énergie nécessaire au bon fonctionnement de l'ensemble du système hybride.

Quand le système éolien commence à produire de l'énergie, on remarque que le niveau d'eau dans le réservoir reste constant, les batteries se chargent et les charges sont alimentées. L'éolien, le PV et les batteries fournissent l'énergie nécessaire au bon fonctionner de l'ensemble du système hybride.

Les deux premiers graphes a) et b) représentent la puissance de l'éolienne et la puissance des panneaux photovoltaïques. Le troisième graphe c) représente le niveau d'eau du réservoir. On constate que le niveau d'eau dans le réservoir atteint son niveau de référence (3 m). Les trois mètres de colonne d'eau correspondent à l'autonomie d'une journée. L'eau stockée dans le réservoir peut nous servir à arroser les champs au cas où il n y a pas suffisamment d'énergie pour faire tourner le système.

Les résultats montrent que pendant 62.46% du temps, la hauteur H est égal à H_{ref}, que pendant 0.18% du temps, H est égal à H_{min} (0.25 m) et que pendant 37.36% du temps, H est entre H_{min} et H_{ref} (Tableau 4.1).

Le graphe d) représente l'état de charge des batteries. On remarque que l'état de charge est maintenu entre SOC_{min} (50%) et SOC_{max} (100%). Il résulte des résultats de

simulation que pendant 13.90% du temps, le SOC est égal à SOC_{min} et que pendant 86.10% du temps, le SOC est entre SOC_{min} et SOC_{max} (Tableau 4.1).

Le graphe e) représente l'alimentation des petites charges de la ferme agricole. D'après les résultats, pendant 81.46% du temps les charges de la ferme sont alimentées en énergie électrique (Tableau 4.1).

Tableau 4.1 : Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 1

Stratégie de gestion # 1		
Niveau d'eau dans le réservoir		
H_{min} = H	H_{min}< H <H_{ref}	H=H_{ref}
0.18 %	37.36 %	62.46 %
État de charge des batteries		
SOC_{min}= SOC	SOC_{min}<SOC≤SOC_{max}	
13.90 %	86.10 %	
Alimentation des charges de la ferme		
81.46%		

4.2.2. Stratégie de gestion # 2

4.2.2.1. Description de la stratégie de gestion

À part le mode de fonctionnement 6, cette stratégie de gestion est identique à la stratégie # 1. Pour la stratégie # 2, le mode de fonctionnement 6 se décrit comme suit :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Et que P_{net} est négative et P_{res} est plus grande que zéro;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, on vérifie si la puissance P_{res} est supérieure ou égale à la moitié de la puissance de la pompe. Si oui, on alimente la pompe. Sinon, si P_{res} est supérieure ou égale à la puissance totale des charges, alors on alimente les charges. Si P_{res} est inférieure à la puissance totale des charges, alors les charges sont déconnectées et les batteries ne sont pas alimentées.

L'organigramme de la stratégie de gestion # 2 est représenté sur la figure 4.4.

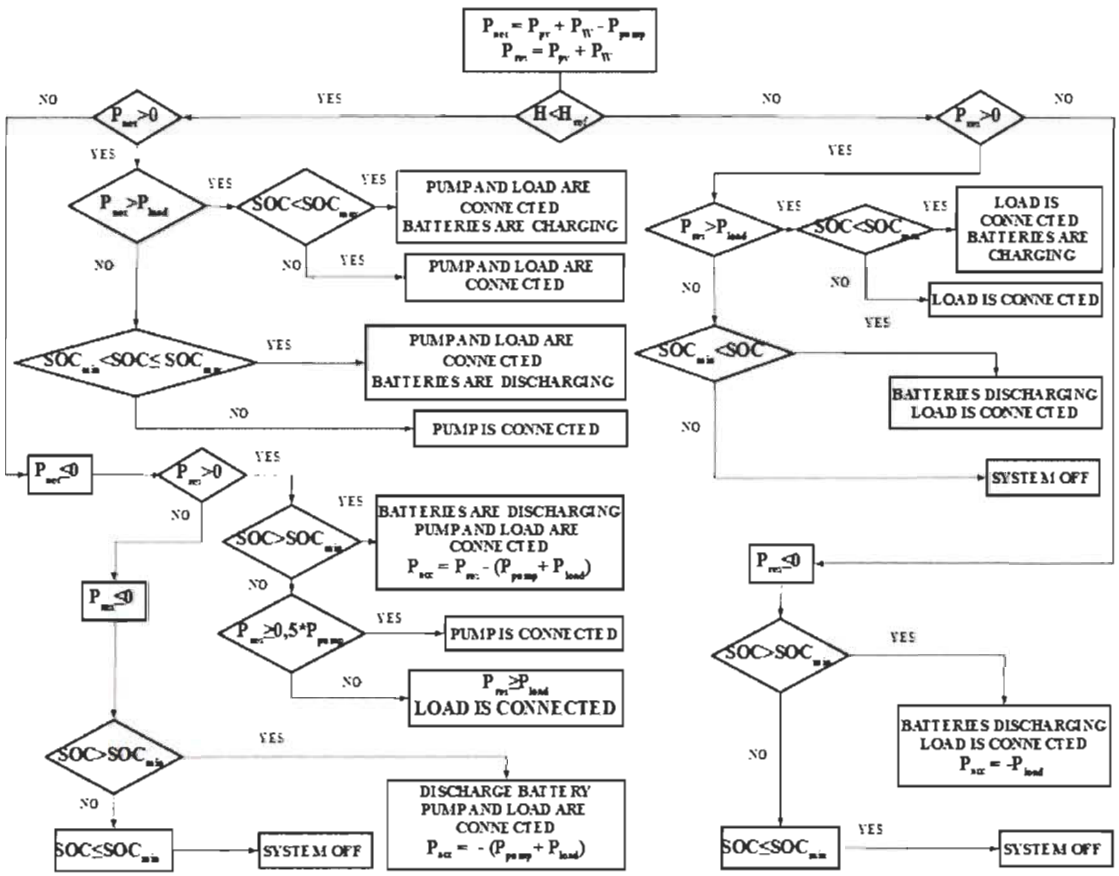

Fig. 4.4 : Organigramme de la stratégie de gestion # 2

4.2.2.2. Résultats de simulation

Les résultats de la simulation sont représentés sur la figure 4.5. Cette stratégie de gestion donne la priorité aux batteries. Sur la figure 4.5, du début de la simulation jusqu'à environ 250 heures de fonctionnement du système, on constate que le niveau d'eau du réservoir (graphe c) varie beaucoup, les batteries se déchargent (graphe d) complètement et les charges sont partiellement alimentées (graphe e). Cela est dû au fait que pendant cette plage de fonctionnement, le système éolien fournit presque pas d'énergie (graphe a). C'est le système photovoltaïque (graphe b) qui fournit l'énergie nécessaire au bon fonctionnement de l'ensemble du système hybride.

Quand le système éolien commence à produire de l'énergie, on remarque que le niveau d'eau dans le réservoir commence à augmenter et finir par se stabiliser autour de 3 mètres, les batteries se chargent et se déchargent en fonction de la disponibilité d'énergie et les charges sont alimentées. L'éolien, le PV et les batteries fournissent l'énergie nécessaire au bon fonctionnement de l'ensemble du système hybride.

Les deux premiers graphes a) et b) sont respectivement la puissance de l'éolien et la puissance du PV. Le graphe c) est le niveau d'eau dans le réservoir. Les résultats montrent que pendant 32.63% du temps, H est égal à H_{ref}, que pendant 0.44% du temps, H est égal à H_{min} (0.25 m) et que pendant 66.93% du temps, H est entre H_{min} et H_{ref} (Tableau 4.2).

Le graphe d) représente l'état de charge (SOC) des batteries. Il ressort que pendant 44.18% du temps, le SOC est égal à SOC_{min} et que pendant 55.82% du temps, le SOC est

entre SOC_{min} et SOC_{max} (Tableau 4.2). Nous pouvons conclure que cette stratégie de gestion ne permet pas de faire fonctionner les batteries de façon optimale.

Le graphe e) est l'alimentation des charges électriques. On constate que pendant 77.5% du temps, les petits appareils de la ferme agricole sont alimentés (Tableau 4.2).

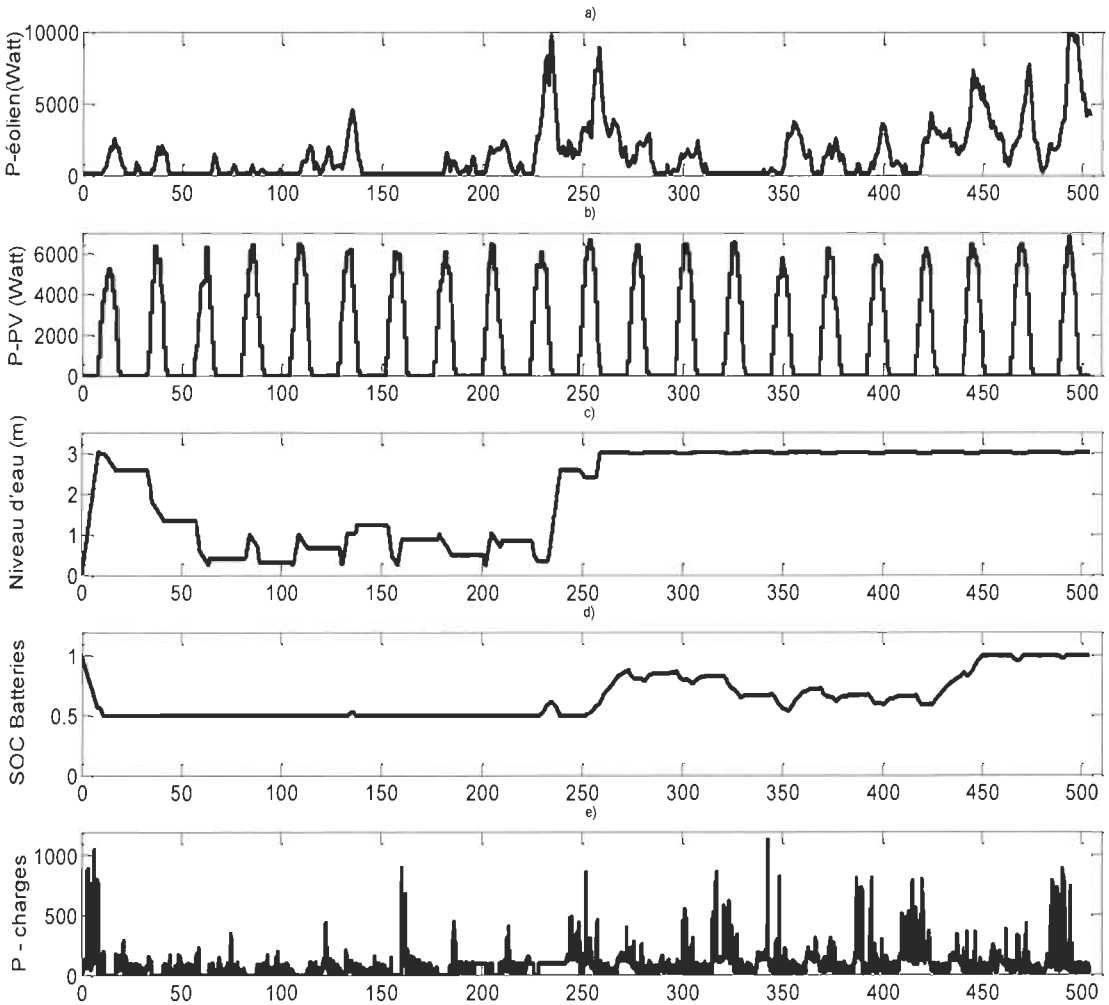

Fig. 4.5. Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 2

Tableau 4.2 : Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 2

Stratégie de gestion # 2		
Niveau d'eau dans le réservoir		
H_{min} = H	H_{min}< H <H_{ref}	H=H_{ref}
0.44 %	66.93 %	32.63 %
État de charge des batteries		
SOC_{min}= SOC	SOC_{min}<SOC≤SOC_{max}	
44.18 %	55.82 %	
Alimentation des charges de la ferme		
77.50%		

4.2.3. Stratégie de gestion # 3

4.2.3.1. Description de la stratégie de gestion

À part le mode de fonctionnement 6, tous les autres modes de fonctionnement de cette stratégie sont identiques à ceux de la stratégie # 1.

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref};

Et que P_{net} est négative et P_{res} est plus grande que zéro;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, on charge les batteries jusqu'à ce que l'état de charge atteigne le SOC_{max}.

L'organigramme décrivant la stratégie # 3 est représenté sur la figure 4.6.

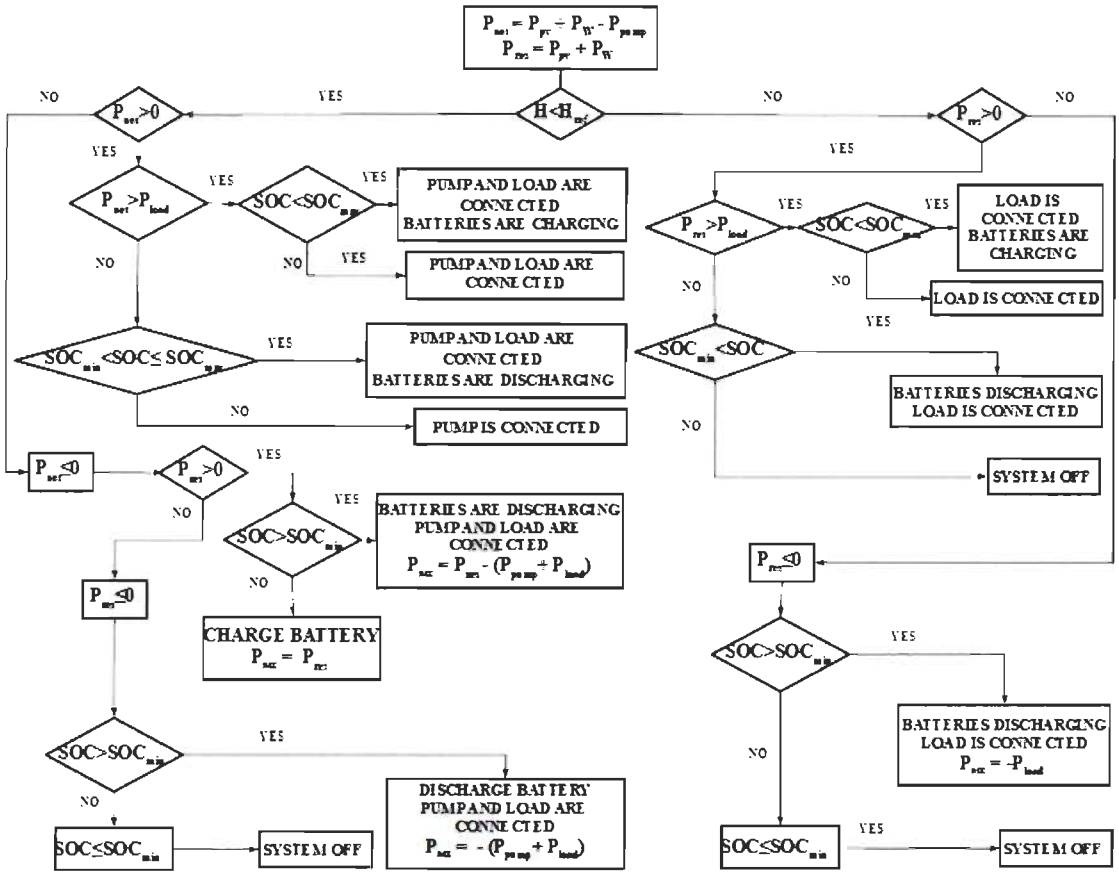

Fig. 4.6 : Organigramme de la stratégie de gestion # 3

4.2.3.2. Résultats de simulation

Sur la figure 4.7, du début de la simulation jusqu'à environ 240 h de fonctionnement du système, on constate que le niveau d'eau varie beaucoup (graphe c), les batteries se déchargent et se chargent (graphe d) et les charges sont très peu alimentées (graphe e). Cela est dû au fait que pendant cette plage de fonctionnement, le système éolien fournit presque pas d'énergie (graphe a). C'est le système photovoltaïque (graphe b) et les batteries qui fournissent l'énergie nécessaire au bon fonctionnement de l'ensemble du système hybride.

Quand le système éolien commence à produire de l'énergie, on remarque que le niveau d'eau dans le réservoir augmente et finir par se maintenir à 3 mètres, les batteries

se chargent et les charges sont alimentées. L'éolien, le PV et les batteries fournissent l'énergie nécessaire au bon fonctionnement de l'ensemble du système hybride.

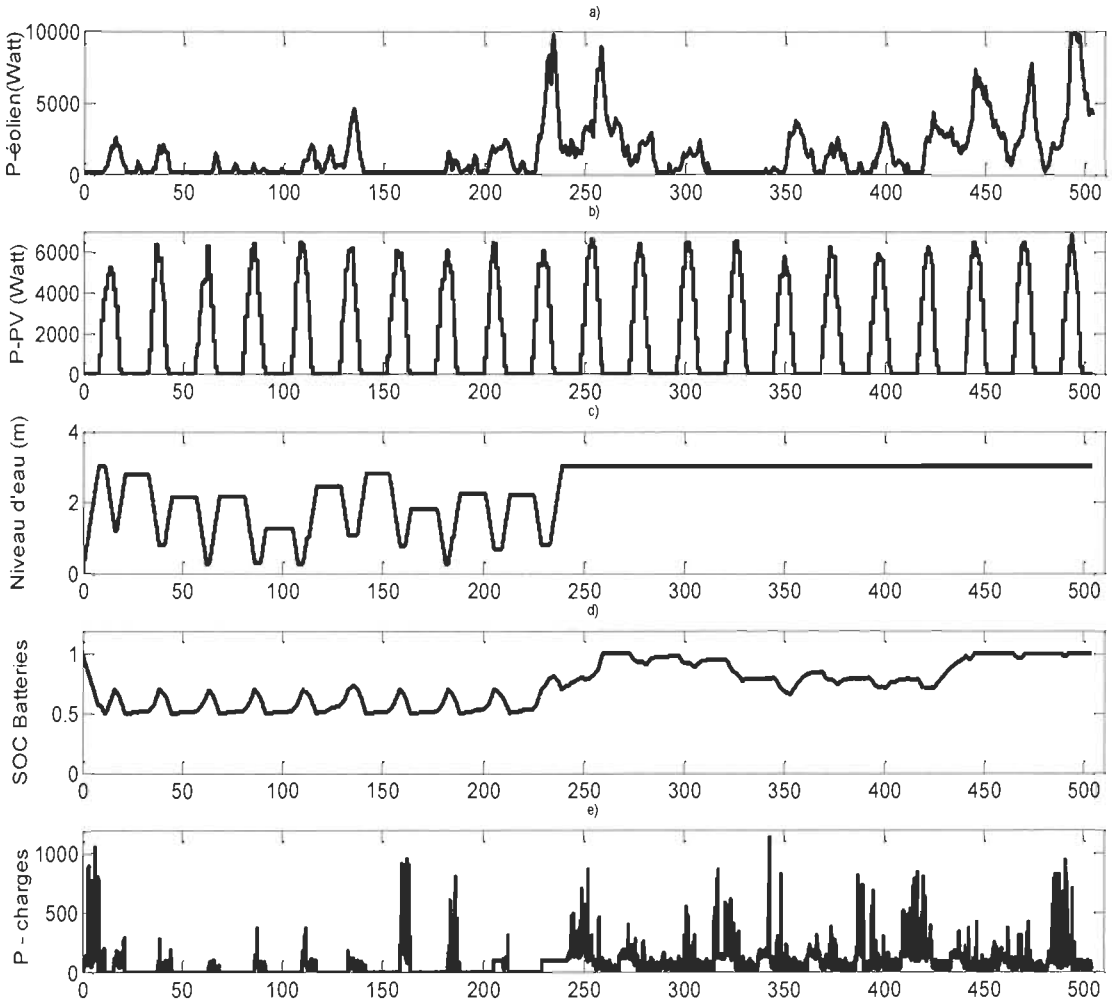

Fig. 4.7 : Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 3

Les deux premiers graphes a) et b) sont la puissance de l'éolienne et la puissance du PV (figure 4.7). Le graphe c) représente le niveau d'eau dans le réservoir. Les résultats montrent que pendant 48.65% du temps, H est égal à H_{ref}, que pendant 6% du temps, H est égal à H_{min} (0.25 m) et que pendant 45.35% du temps, H est entre H_{min} et H_{ref} (Tableau 4.3).

Le graphe d) représente l'état de charge (SOC) des batteries. On remarque que le SOC est compris entre SOC_{min} et SOC_{max} en tout temps. C'est la seule stratégie de gestion qui permet de faire fonctionner les batteries de façon optimale.

Le graphe e) représente l'alimentation des charges électriques. On constate que pendant 82.7% du temps, les petits appareils de la ferme agricole sont alimentés (Tableau 4.3).

Tableau 4.3 : Résultats de simulation de la stratégie de gestion # 3

Stratégie de gestion # 2		
Niveau d'eau dans le réservoir		
H_{min} = H	H_{min}< H <H_{ref}	H=H_{ref}
6 %	48.65 %	45.35 %
État de charge des batteries		
SOC_{min}= SOC	SOC_{min}<SOC≤SOC_{max}	
0 %	100 %	
Alimentation des charges de la ferme		
82.7 %		

4.3. Étude comparative des trois stratégies de gestion

L'objectif de cette étude est de déterminer la stratégie la plus optimale parmi les trois stratégies proposées. Pour y parvenir, nous avons étudié, modélisé et simulé l'ensemble du système hybride dans l'environnement MATLAB/Simulink. Pour les besoins de la simulation, nous avons utilisé des profils de vent et d'irradiation solaire de 21 jours de la

région de Dakar au Sénégal. Des profils de consommation électrique et de consommation d'eau ont été également utilisés pour tester les performances des stratégies proposées. Ainsi, le comportement de l'ensemble du système hybride a été observé sur une période de 21 jours. Le modèle du système autonome hybride photovoltaïque-éolien implanté dans l'environnement MATLAB/Simulink est présenté sur la figure 4.8. Voir Annexe C pour plus de détails sur les blocs internes de la figure 4.8.

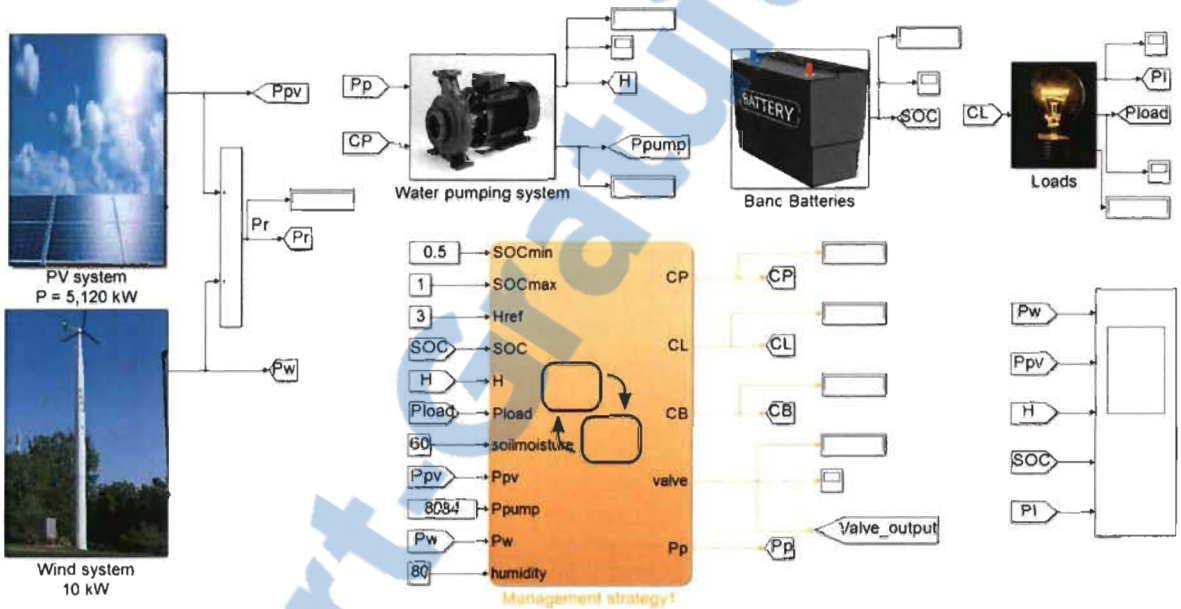

Fig. 4.8 : Système hybride implanté dans l'environnement MATLAB/Simulink

4.3.1. État de charge des batteries

L'un des facteurs clés qui régit le fonctionnement des stratégies de gestion est l'état de charge (SOC) des batteries. Pour un fonctionnement efficace des batteries et une durée de vie plus longue, il est important de maintenir le SOC entre SOC_{min} et SOC_{max}. Maintenir l'état de charge au minimum pour des périodes prolongées est connu être préjudiciable pour les batteries. D'ailleurs, les fabricants des batteries au Plomb-acide recommandent d'éviter une valeur faible du SOC afin de prolonger la durée de vie de ces batteries [27].

Rapport-Gratuit.com

Dans cette étude, l'état de charge des batteries est maintenu entre 50% et 100%. La figure 4.9 montre la variation de l'état de charge des batteries pour les trois stratégies de gestion.

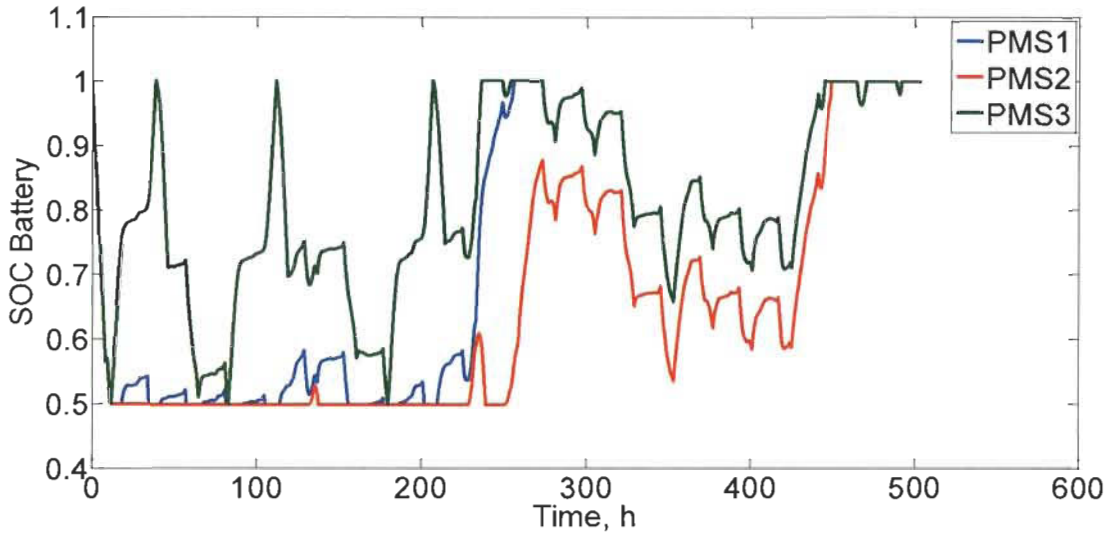

Fig. 4.9: Courbes d'état de charge des batteries pour les trois stratégies de gestion

Le SOC atteint le minimum lorsque les sources renouvelables fournissent moins ou pas d'énergie. La figure 4.10 montre les pourcentages de temps pendant lesquels le SOC est égal à SOC_{min} et le SOC est entre SOC_{min} et SOC_{max} pour les trois stratégies de gestion.

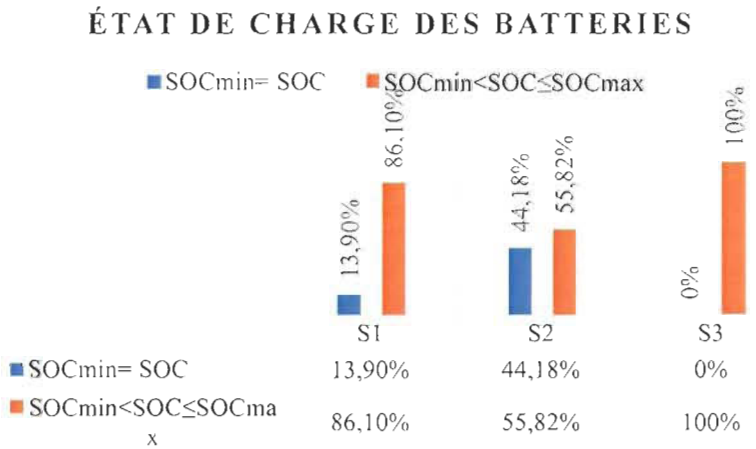

Fig. 4.10: Temps de fonctionnement des batteries

On observe que le pourcentage de temps pendant lequel l'état de charge est compris entre SOC_{min} et SOC_{max} est 100% pour la stratégie # 3 (S3). Pour les stratégies S1 et S2, les pourcentages de temps pendant lequel le SOC est entre SOC_{min} et SOC_{max} sont respectivement 86.10% et 55.82%. Pour des raisons de durabilité, du bon fonctionnement et de la fiabilité du stockage électrochimique, il est préférable d'utiliser les batteries entre le SOC_{min} et SOC_{max}. Ainsi, nous constatons que seule la stratégie de gestion # 3 répond à cette condition de fonctionnement des batteries. De ce point de vue, nous considérons que la stratégie # 3 est la meilleure des trois stratégies.

4.3.2. Niveau d'eau dans le réservoir

Pour un système agricole, il est essentiel d'avoir de l'eau dans le réservoir pour les besoins d'irrigation. Dans ce cas précis, il est important de maintenir trois mètres de colonne d'eau dans le réservoir, ce qui correspond à l'autonomie d'une journée pour satisfaire les besoins en eau de la ferme en cas d'indisponibilité de l'énergie. Le réservoir ne doit pas être vidé complètement, ce qui pourrait causer des problèmes en cas de besoin pour irriguer les champs. L'idéal est de maintenir trois mètres de colonne d'eau en tout temps dans le réservoir. La variation du niveau d'eau dans le réservoir pour les trois stratégies est représentée sur la figure 4.11.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

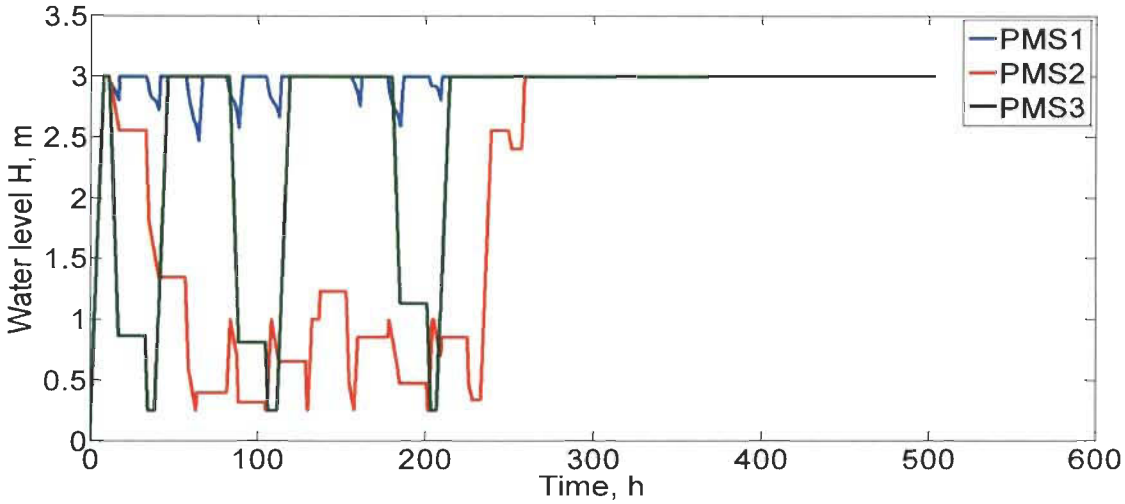

Fig. 4.11: Variation du niveau d'eau dans le réservoir pour les trois stratégies de gestion

Nous avons calculé le pourcentage de temps pendant lequel le niveau d'eau dans le réservoir (H) est égal au niveau minimum (H_{min} = 0.25 m). On a également déterminé le pourcentage de temps où H est compris entre H_{min} et H_{ref} (3 m) et où H est égal à H_{ref}. Tous ces résultats sont présentés sur la figure 4.12.

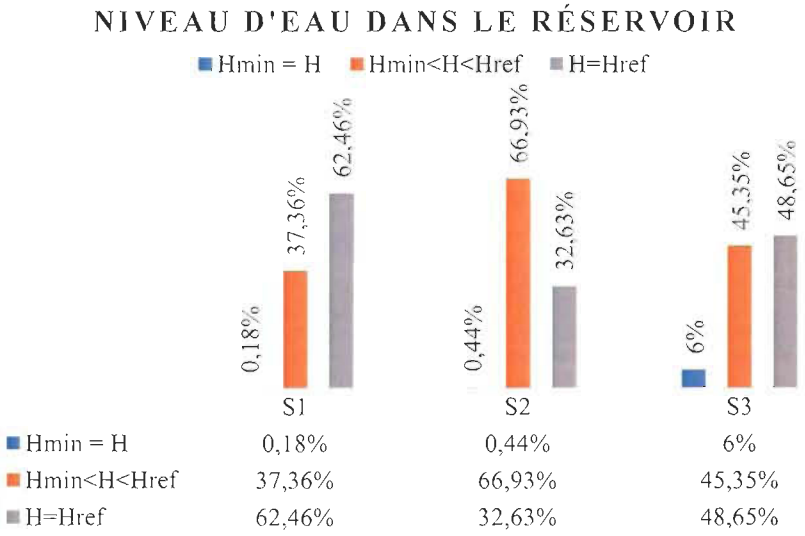

Fig. 4.12: Niveau d'eau dans le réservoir

Il est important de savoir si le niveau d'eau dans le réservoir est égal au niveau minimum H_{min}, cela signifie que les besoins en eau pour l'irrigation ne sont pas satisfaits. D'après les résultats, nous constatons que seule la stratégie S1 permet d'éviter que H soit égal à H_{min} (0.18% du temps H= H_{min}). Pour la stratégie S2, on a 0.44% du temps où H = H_{min} et pour la stratégie S3, on a 6% du temps où H = H_{min}. Nous pouvons constater que les trois stratégies de gestion permettent de maintenir H entre H_{min} et H_{ref} mais la stratégie S1 donne des résultats plus satisfaisants que les deux autres stratégies.

4.3.3. Charges électriques

En même temps que nous essayons de maintenir le niveau d'eau H entre H_{min} et H_{ref}, le SOC entre SOC_{min} et SOC_{max}, nous essayons aussi de satisfaire les besoins en électricité de la ferme. L'alimentation des charges pour les trois stratégies de gestion est représentée sur la figure 4.13. Nous avons ainsi calculé le pourcentage de temps durant lequel les charges sont alimentées en énergie. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 4.4.

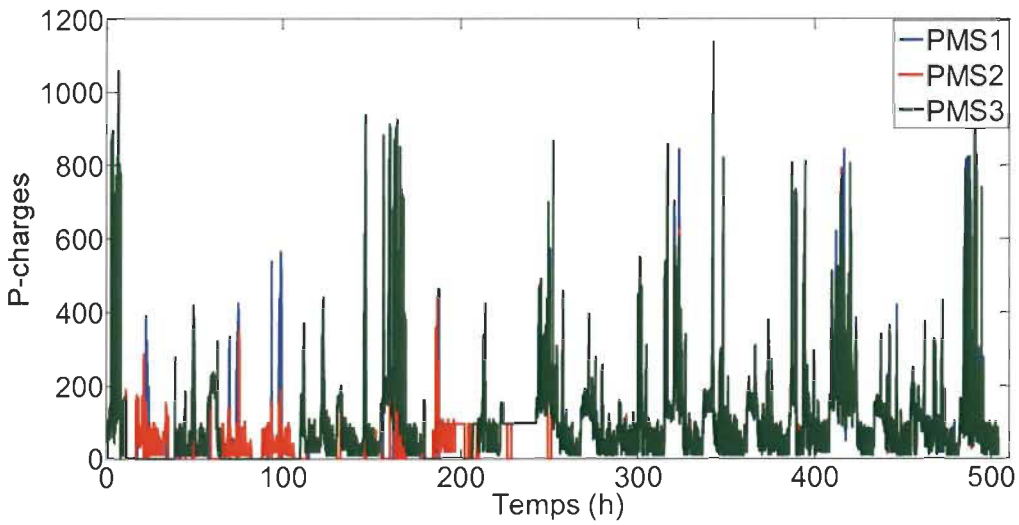

Fig. 4.13: Alimentation des petits appareils de la ferme

Tableau 4.4: Alimentation des charges électriques

	S1	S2	S3
Alimentation des charges	81,46 %	77,5 %	82,7 %

Nous constatons que pendant 82.7% du temps, les charges ont été alimentées lorsque la stratégie S3 a été utilisée. Une fois de plus, la stratégie S3 donne des résultats satisfaisants pour ce qui concerne l'alimentation des charges.

Trois stratégies de gestion de puissance d'un système autonome hybride photovoltaïque éolien pour applications agricoles ont été développées. Les performances du système hybride ont été testées en utilisant les trois stratégies de gestion. Les résultats montrent que la stratégie de gestion # 3 donne le meilleur résultat pour faire fonctionner les batteries entre l'état de charge minimum et maximum et pour répondre aux besoins en énergie des charges électriques. Cependant, le meilleur résultat pour maintenir le niveau d'eau du réservoir entre le niveau minimum et le niveau de référence est obtenu avec la stratégie # 1. En conclusion, on peut dire que la meilleure stratégie pour maintenir à la fois l'état de charge des batteries, le niveau d'eau du réservoir et l'alimentation de charges électriques est la stratégie de gestion # 3.

CHAPITRE V

Implémentation de l'algorithme de gestion en technologie d'intégration à très grande échelle (VLSI)

L'intégration à très grande échelle, appelée en anglais « Very-Large-Scale-Integration » (VLSI), est une technologie de circuit intégré combinant des milliers de transistors sur une même puce. Les FPGA (Field-Programmable Gate Arrays en anglais, réseau de portes programmables en français) sont des composants issus de la technologie VLSI, qui sont entièrement reconfigurables. La configuration des FPGA est généralement spécifiée en utilisant un langage de description de matériel « Hardware Description Language » (HDL). Les langages de description de matériel les plus populaires sont le VHDL et le Verilog. Les deux langages sont largement utilisés et sont conformes aux normes IEEE [58]. Le langage de description de matériel (HDL) et les dispositifs FPGA permettent aux concepteurs de développer rapidement et de simuler un circuit numérique sophistiqué, de le réaliser sur un dispositif de prototypage et de vérifier le fonctionnement sur une application physique [58].

La figure 5.1 illustre une vue globale du « Model-Based Design ». Avec ce type de diagramme, il est possible de modéliser des systèmes qui sont multi domaine, explorer et optimiser leur comportement grâce à la simulation. Grâce aux différents produits de génération de code, il est possible de générer du code C, C++, VHDL, Verilog pour l'implémentation sur la plateforme finale.

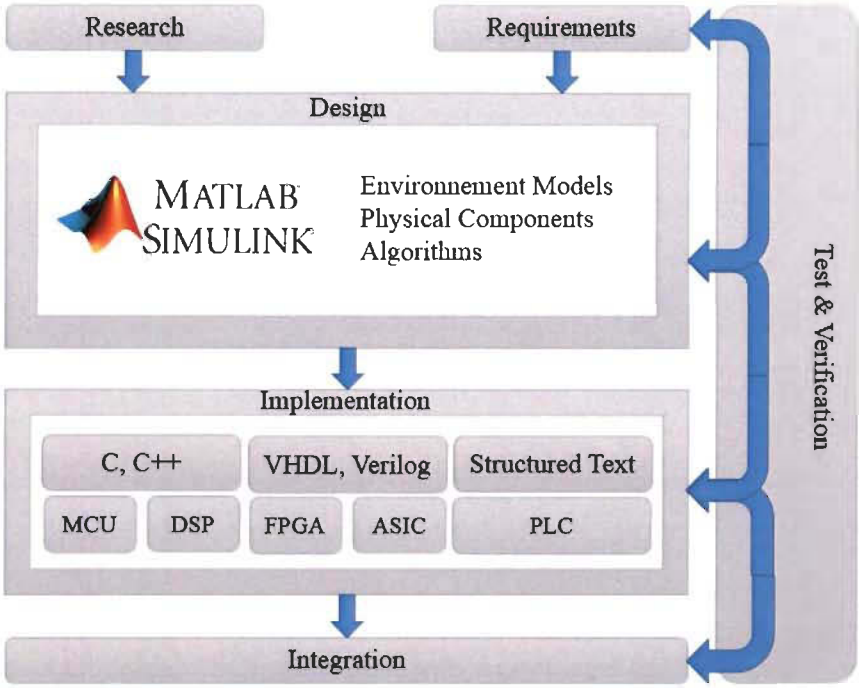

Fig. 5.1: Model-Based Design [59]

L'approche Model-Based Design for FPGA appliqué à l'implémentation FPGA est un sous ensemble du concept Model-Based Design (Fig. 5.2).

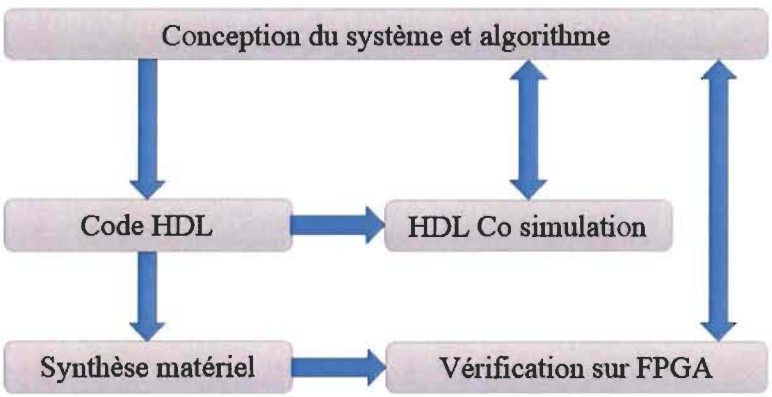

Fig. 5.2: Model Based Design for FPGA [60]-[61]

Après avoir fait le design de l'algorithme dans MATLAB/Simulink/Stateflow. Nous pouvons réaliser le code HDL correspondant (généré par HDL coder ou écrit

manuellement). Ensuite, nous pouvons faire de la co-simulation avec un simulateur HDL ou aller vers la synthèse Hardware pour faire de la vérification sur FPGA (FPGA-in-the-loop).

Dans ce chapitre, nous présentons la description dans le langage VHDL de la stratégie de gestion # 3 dans le but de l'implémenter sur une carte FPGA. Tout d'abord, nous avons commencé par concevoir la stratégie de gestion # 3 dans MATLAB/Simulink/Stateflow. Ensuite, l'algorithme a été décrit manuellement en langage VHDL. Nous avons utilisé le logiciel « Xilinx ISE Design Suite 14.6 » pour concevoir l'algorithme en VHDL. Après l'élaboration du code, il peut être simulé dans un simulateur HDL pour vérifier son exactitude et par la suite synthétisé et implémenté sur un dispositif physique. Pour cela, nous avons créé un programme spécial, connu comme un banc d'essai, pour imiter un banc de laboratoire physique. Pour une vérification rapide du code VHDL, nous avons utilisé « Xilinx VHDL Test Bench (ISim Simulator) » (Voir annexe D pour la conception de l'algorithme de gestion en langage VHDL dans Xilinx ISE Design Suite 14.6).

5.1.Vérification du code VHDL à l'aide du simulateur ISim

Une fois qu'on a le code VHDL, avant de le synthétiser sur le dispositif FPGA, il peut être simulé pour vérifier son comportement fonctionnel. Pour la simulation, il est courant de créer un programme spécial, appelé *testbench*, composé de trois parties [62] :

- un générateur de vecteurs de test (voir annexe F);
- le système à tester (voir annexe E);
- un moniteur, pour examiner les réponses de la simulation (Fig. 5.4).

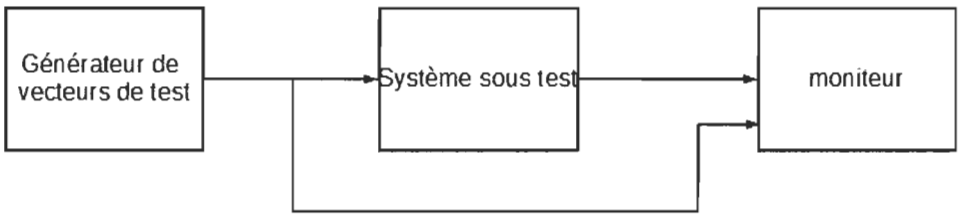

Fig. 5.3 : Processus de vérification du code VHDL

Pour vérifier que le code VHDL correspond à l'algorithme de gestion # 3 développé dans Stateflow, nous avons utilisé VHDL Test Bench (ISim Simulator) (Fig. 5.4).

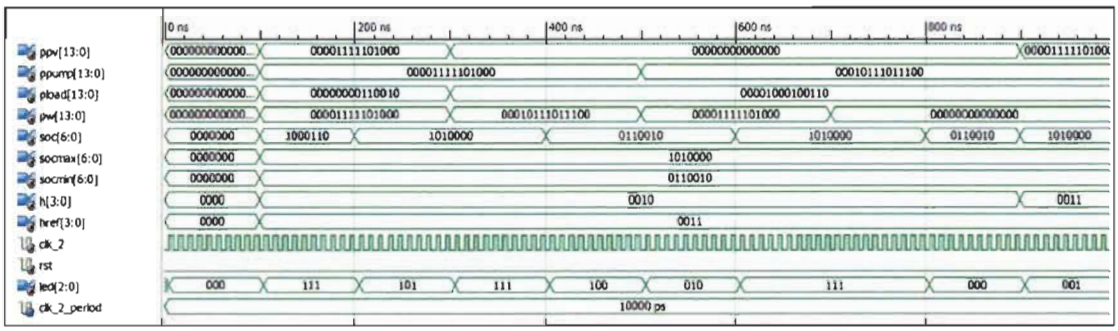

Fig. 5.4 : Vérification du code VHDL dans Isim Simulator

Les résultats de l'algorithme développé dans Stateflow sont identiques à ceux du code VHDL (Fig. 5.4). Le programme de test bench est donné en Annexe F.

5.2. Co-Simulation et implémentation de la stratégie de gestion sur une carte FPGA

Après vérification du code VHDL, nous avons utilisé « System Generator » pour faire de la Co-Simulation « FPGA-In-the-Loop (FIL) » afin de vérifier notre algorithme avec Simulink et une carte FPGA. Pour y parvenir, nous avons utilisé le bloc « Black Box » dans la librairie Simulink/Xilinx Blockset/Basic Elements pour y insérer le code VHDL. Le « Black Box » prend directement les entrées/sorties définies dans le code VHDL comme illustré sur la figure 5.5.

Pour donner les entrées au bloc « Black Box » et récupérer les sorties, nous avons utilisé des passerelles d'entrée et de sortie (Gateway In et Gateway Out).

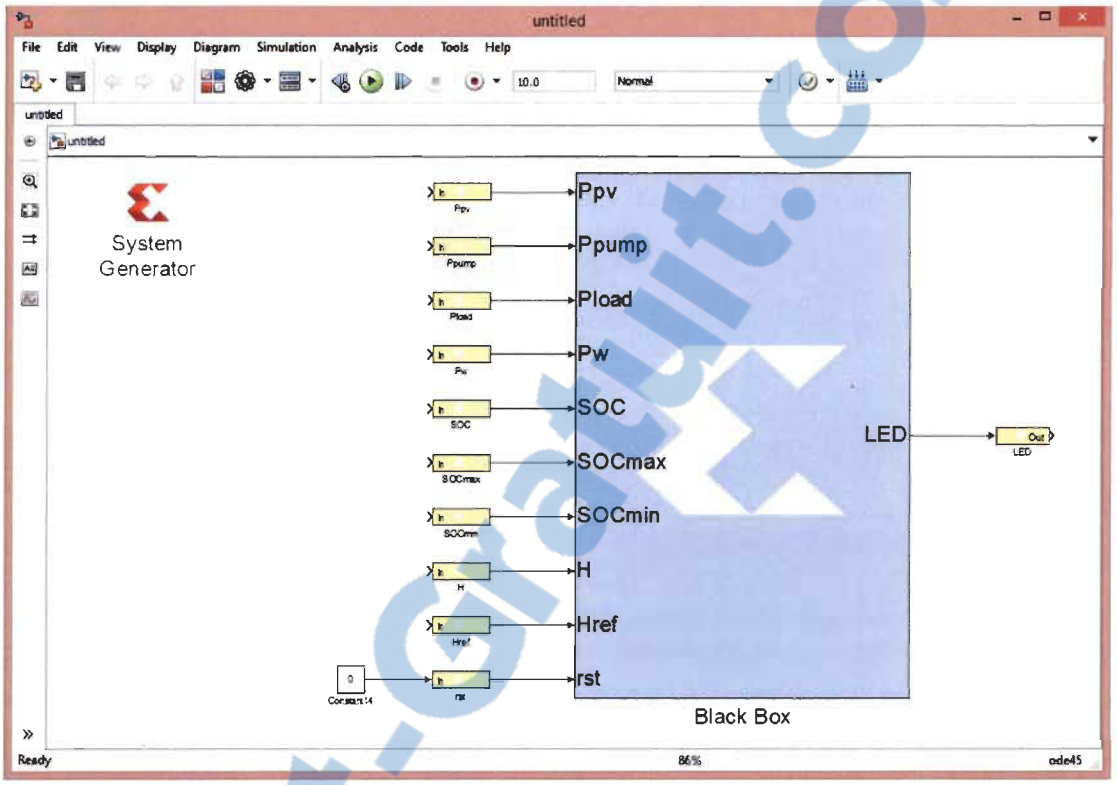

Fig. 5.5 : Bloc « Black Box » de la stratégie de gestion

Les passerelles d'entrée sont des blocs de System Generator qui sont utilisés pour convertir les données de Simulink (format en virgule flottante / fixe) au format de virgule fixe pour être traitées à l'intérieur du bloc « Black Box ». Les passerelles de sortie convertissent les sorties du « Black Box » au format de virgule flottante pour visualisation dans l'environnement Simulink.

Une fois ces passerelles configurées, on pourrait passer à l'étape de génération du module de Co-simulation à partir de System Generator. Cette étape va générer un flux de bits qui est ensuite utilisé pour configurer la carte FPGA. Le logiciel « Xilinx ISE Design Suite

Rapport-Gratuit.com

14.6 » est utilisé par System Generator pour générer le fichier de configuration «bitstream» et le modèle Simulink permettant la configuration du FPGA. Le bloc de Co-Simulation hwcosim (Hardware Co-Simulation bloc) est ainsi généré par System Generator comme illustré sur la figure.5.6.

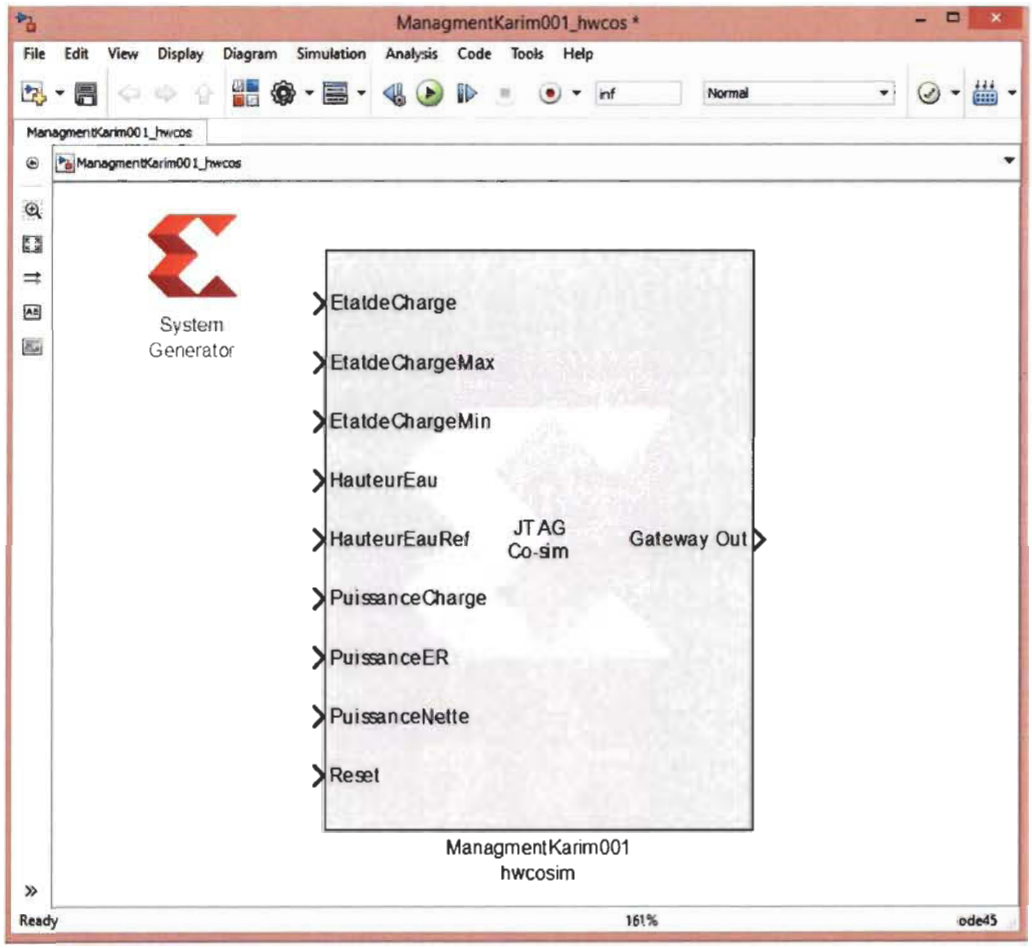

Fig.5.6 : Bloc de Co-Simulation hwcosim de la stratégie de gestion

C'est ce bloc hwcosim que nous avons inséré dans notre modèle MATLAB/Simulink pour pouvoir faire de la Co-Simulation en boucle fermé avec la carte FPGA (FPGA-in-the-loop). Dans cette Co-simulation, l'algorithme de gestion s'exécute sur le hardware (FPGA) et les entrées et sorties (de et vers le FPGA) sont connectées au modèle MATLAB/Simulink pour

fermer la boucle de contrôle/gestion. Le modèle de Co-Simulation est représenté sur la figure 5.7.

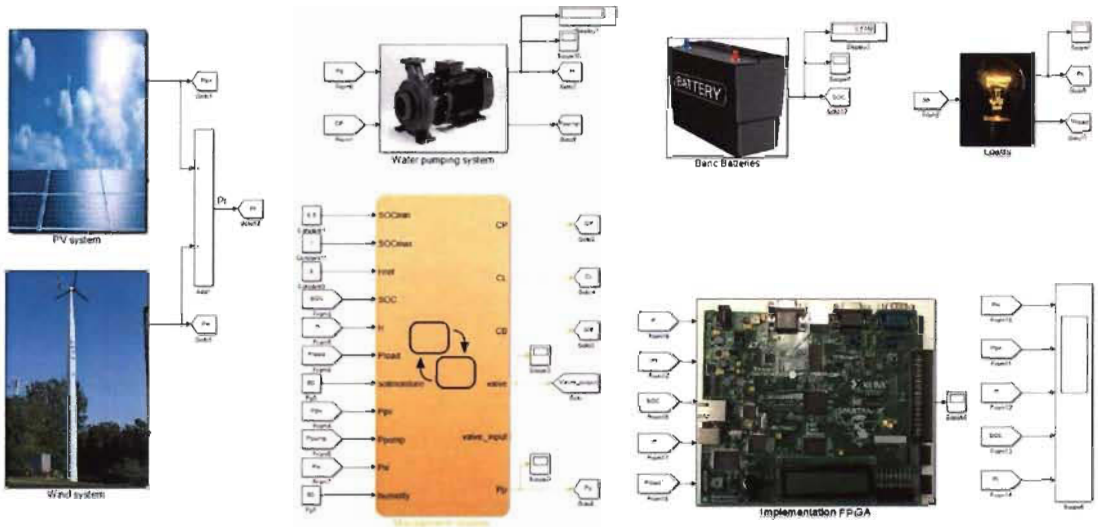

Fig. 5.7 : Modèle de Co-Simulation du système hybride dans l'environnement MATLAB/Simulink

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

CHAPITRE VI

Conclusion générale et recommandations

6.1. Conclusion générale

L'objectif principal de ce projet de recherche était de développer un algorithme de gestion d'énergie d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour les applications agricoles en milieux ruraux dans les pays tropicaux. Pour atteindre cet objectif, on s'est fixé des objectifs spécifiques qui ont été tous atteints. Ainsi, nous avons commencé ce projet de recherche par une introduction aux énergies renouvelables dans les applications agricoles, ce qui nous a permis d'identifier la problématique reliée à la gestion d'énergie d'un système autonome hybride à énergie renouvelable. Une revue bibliographique sur la gestion optimale des flux d'énergie dans les systèmes hybrides d'énergies renouvelables a été effectuée afin de déterminer les différentes stratégies de gestion d'énergie. Nous avons aussi développé un modèle complet du système hybride photovoltaïque-éolien pour les applications agricoles. Le logiciel MATLAB/Simulink, qui est un logiciel de classe mondiale, a été utilisé à cet effet. À partir du modèle développé, trois stratégies de gestion d'énergie ont été développées, analysées et comparées. Nous avons alors choisi la stratégie qui permet de maintenir à la fois l'état de charge des batteries, le niveau d'eau du réservoir et l'alimentation des petits appareils de la ferme. Par la suite, cette stratégie de gestion a été décrite en langage de description de matériel VHDL pour être, ensuite, synthétisée et implémentée sur une carte FPGA. Nous avons ainsi fait de la Co-Simulation entre Matlab/Simulink et une carte FPGA afin de vérifier et valider la stratégie de gestion choisie.

La contribution principale de ce projet de recherche est l'étude comparative de trois différentes stratégies de gestion d'énergie pour le système autonome hybride photovoltaïque-éolien. La stratégie de gestion globale adoptée dans le cadre de ce projet est la stratégie de gestion des charges, c'est-à-dire que les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité. C'est sur cette stratégie de gestion globale que les trois algorithmes de gestion ont été conçus. Ainsi, la première stratégie de gestion donne la priorité au système de pompage, la deuxième stratégie donne la priorité au système de pompage et aux charges et la troisième stratégie donne la priorité aux batteries. Les trois stratégies de gestion ont été conçues en utilisant la librairie Stateflow de MATLAB/Simulink. Après comparaison et analyse des trois stratégies, il ressort que la meilleure stratégie pour maintenir à la fois l'état de charges des batteries, le niveau d'eau dans le réservoir et l'alimentation de charges électriques est la stratégie de gestion # 3.

Après avoir choisi la meilleure stratégie de gestion, nous avons procédé à son implémentation sur une carte FPGA. Pour y arriver, nous avons traduit la stratégie de gestion conçue dans Stateflow en langage de description de matériel VHDL. Pour la vérification de ce code VHDL, nous avons utilisé un test bench ISim Simulator. Après vérification, nous avons procédé à l'implémentation du code en utilisant System Generator. L'idée est de faire de la Co-Simulation en utilisant MATLAB/Simulink et une carte FPGA. Nous avons ainsi fait de la vérification sur FPGA de l'algorithme de gestion.

6.2. Recommandations

Au bout de cette étude portant sur le système autonome hybride photovoltaïque-éolien pour les applications agricoles, nous formulons les recommandations ci-dessous :

- L'algorithme de gestion que nous avons proposé ne tient pas compte de l'humidité du sol. Il sera important d'introduire ce paramètre pour améliorer les décisions d'irrigation. La surveillance de l'humidité du sol est la clé pour apporter la bonne quantité d'eau aux cultures et au bon moment. Dans notre cas, on fait tout simplement un arrosage continu des cultures sans tenir compte de l'humidité du sol;
- Nous suggérons de faire un banc d'essai pour la validation expérimentale de la stratégie de gestion proposée avant de procéder à son implémentation sur une installation réelle.

RÉFÉRENCES

[1] *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, GEA, 2012.

[2] Ahmed A., A. Hafez, "Autonomous Photovoltaic Water Pumping System" *Journal of Electrical Engineering 2012; 12:1–6.*

[3] Akihiro Oi, *Design and simulation of photovoltaic water pumping syste*, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo, September 2005.

[4] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B.S. Sy, *Le pompage photovoltaïque*, IEF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA 1998.

[5] S. Jaziri and K. Jemli, "Optimization of a photovoltaic powered water pumping system," *International Conference on Control, Decision and Information Technologies,* 2013, pp. 422–428.

[6] D. Raveendhra, P. Joshi, and R. K. Verma, "Performance and control system design for FPGA based CVMPPT boost converter for remote SPV water pumping system applications," *Power and Energy Systems Conference: Towards Sustainable Energy,* 2014; 1–6.

[7] M. A. Elgendy, B. Zahawi, and D. J. Atkinson, "Comparison of directly connected and constant voltage controlled photovoltaic pumping systems," *Sustainable Energy, IEEE Transactions* 2010; 1:184–192.

[8] L. C. Spencer, "A comprehensive review of small solar-powered heat engines," *Part I. A history of solar powered devices up to 1950. Solar Energy* 1989;43:191–196

[9] Brett G. Ziter, "Electric Wind Pumping for Meeting Off-Grid Community Water Demands," *University of Guelph, School of Engineering. Guelph Engineering Journal*, (2), 14 - 23. ISSN: 1916-1107. ©2009.

[10] Smulders PT, "Jongh J. Wind water pumping: status, prospects and barriers," *Renewable Energy* 1994; 5:587–594

[11] Ramadhas AS, Jayaraj S, Muraleedharan C, "Power generation using coir-pith and wood derived producer gas in diesel engines," *Fuel Processing Technology* 2006; 87:849–853.

[12] J. L. Bernal-Agustín, R. Dufo-López, J. a Domínguez-Navarro, and J. M. Yusta-Loyo, "Optimal Design of a PV-Wind system for water pumping," *Int. Conf.*, pp. 1–6, 2008.

[13] B. D. Vick and B. A. Neal, "Analysis of off-grid hybrid wind turbine/solar PV water pumping systems," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 5, pp. 1197–1207, 2012.

[14] M. Turki, J. Belhadj and X. Roboam, "Water / Energy management approaches of an autonomous water desalination unit fed by a hybrid (Photovoltaic-Wind) system," *International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb* 2014; 1–8.

[15] New York State Energy Research and Development Authority NYSERDA, *Guide to solar-powered water pumping systems in New York State.*

[16] United States of Department of Agriculture USDA, Natural Resources Conservation Service NRCS, *Design of small photovoltaic (PV) solar-powered water pump systems,* october 2010.

[17] Parikh MM, Bhattacharya AK, "Wind data analysis for studying the feasibility of using windmills for irrigation," *Energy in Agriculture* 1984; 3:129–36.

[18] Sinha C S, Kandpal T C, "Wind mill-irrigation in India," *Energy* 1991; 16:867–74. doi:10.1016/0360-5442(91)90074-V

[19] Suleimani ZAl, Rao NR, "Wind-powered electric water-pumping system installed in a remote location," Applied Energy 2000; 65:339–47. doi:10.1016/S0306-2619(99)00099-9

[20] B. Bouzidi, "Viability of solar or wind for water pumping systems in the Algerian Sahara regions case study Adrar," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15:4436–42.

[21] C. Gopal, M. Mohanraj, P. Chandramohan, and P. Chandrasekar, "Renewable energy source water pumping systems - A literature review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 351–370, 2013.

[22] V. Prema and K. U. Rao, "Predictive models for power management of a hybrid microgrid — A review," *International Conference on Advances in Energy Conversion Technologies (ICAECT)*, 2014, pp. 7–12.

[23] H. Ibrahim, A. Ilinca and J. Perron, *Investigations des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour l'électrification des sites isolés*, Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne LREE-03-Septembre 2008.

[24] J. L. Bernal-Agustín and R. Dufo-López, "Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, pp. 2111–2118, 2009. doi: 10.1016/j.rser.2009.01.010

[25] P. Bajpai and V. Dash, "Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 2926–2939, 2012. doi: 10.1016/j.rser.2012.02.009

[26] M. A. Sendhil, S. Balasubramanian, and G. Arunkumar, "Current Status of Research on Hybrid Power Generation Systems," *Res. J. Appl. Sci. Eng. Technol.*, vol. 8, no. 14, pp. 1684–1690, 2014.

[27] D. Ipsakis, S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, and C. Elmasides, "Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 16, pp. 7081–7095, 2009.

[28] E. Dursun and O. Kilic, "Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 81–89, 2012.

[29] M. H. Cano, S. Kelouwani, K. Agbossou, and Y. Dubé, "Power management system for off-grid hydrogen production based on uncertainty," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, pp. 7260–7272, 2015.

[30] G. Cau, D. Cocco, M. Petrollese, S. Knudsen Kær, and C. Milan, "Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 87, pp. 820–831, 2014.

[31] M. Trifkovic, M. Sheikhzadeh, K. Nigim, and P. Daoutidis, "Modeling and Control of a Renewable Hybrid Energy System With Hydrogen Storage," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 22, no. 1, pp. 169–179, 2013.

[32] O. C. Onar, M. Uzunoglu, and M. S. Alam, "Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system," *J. Power Sources*, vol. 185, pp. 1273–1283, 2008.

[33] C. Dennis Barley and C. Byron Winn, "Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems," *Sol. Energy*, vol. 58, no. 4–6, pp. 165–179, Oct. 1996.

[34] A. Islam, A. Merabet, R. Beguenane, and H. Ibrahim, "Power Management Strategy for Solar Wind-Diesel Stand-alone Hybrid Energy System," I*nternational Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering* 2014; 8:849–853.

Rapport-Gratuit.com

[35] A. R. Natsheh, E. M. Natsheh, and A. Albarbar, "Intelligent controller for managing power flow within standalone hybrid power systems," *IET Sci. Meas. Technol.*, vol. 7, pp. 191–200, 2013.

[36] A. Osman Haruni, M. Negnevitsky, M. E. Haque, and A. Gargoom, "A novel operation and control strategy for a standalone hybrid renewable power system," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 402–413, 2013.

[37] C. Wang, S. Member, and M. H. Nehrir, "Power Management of a Stand-Alone Wind / Photovoltaic / Fuel Cell Energy System," *Energy*, vol. 23, no. 3, pp. 957–967, 2008.

[38] S. a. Mahmoud, M. M. Alsari, E. I. Reda, and R. M. Alhammadi, "MATLAB modeling and simulation of photovoltaic modules," *IEEE 55th Int. Midwest Symp. Circuits Syst.*, no. 2, pp. 786–789, Aug. 2012.

[39] Devbratta Thakur, *Power management strategies for a wind energy source in an isolated microgrid and grid connected system,* Doctoral Thesis, University of Western Ontario, May 2015.

[40] M. Bouzguenda, T. Salmi, a. Gastli, and a. Masmoudi, "Evaluating solar photovoltaic system performance using MATLAB," *First Int. Conf. Renew. Energies Veh. Technol.*, pp. 55–59, Mar. 2012.

[41] Geoff Walker, " Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model."Departement of Computer Science and Electrical Engineering, University of Queensland, Autralia.

[42] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, "A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system," *Energy Policy*, vol. 35, no. 11, pp. 5708–5718, Nov. 2007.

[43] Erin Williamson, *Solar power water pump studies for small-scale irrigation,* Master of science, McGill University, Montreal, August 2006.

[44] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo, and E. Ceanga, "Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 17, no. 4, pp. 523–529, Dec. 2002.

[45] Ionel Vechiu, *Modélisation et analyse de l'intégration des énergies rénouvelables dans un réseau autonome*, 2005.

[46] Siegfried Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems," *John Wiley & Sons Ltd*, 1998, ISBN 0-471-97143-X.

[47] M. L. Doumbia, K. Agbossou, Evelyne Granger, "Modelling and Simulation of a Hydrogen Based Photovoltaic/Wind Energy System", *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, June 4-7, 2007, Vigo, Spain.

[48] Steve Wilson, *Pump affinity laws for centrifugal pumps*, Grundfos. https://www.grundfos.com/content/dam/CBS/global/whitepapers/Affinity-Laws.pdf.

[49] The Royal Academy of Engineering, *The mathematics of pumping water*, AECOM Design Build, Civil, Mechanical Engineering.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

[50] A. Khiareddine, C. Ben Salah, and M. F. Mimouni, "Determination of the target speed corresponding to the optimum functioning of a photovoltaic system pumping and regulation of the water level," *International Conference on Electrical Engineering and Software Applications*, 2013, pp. 1–5.

[51] A. Weill, J. Duval, *Guide de gestion globale de la ferme maraîchère biologique et diversifié*, *Module 6, Gestion du sol et de l'eau-Chapitre 11*, « Irrigation », Équiterre, 2009.

[52] L. Arnaud, B. Gay, *De l'eau pour le maraîchage*, Gret, Ministère de la coopération/ACP-UE 1994.

[53] Quree Bajracharya, *Dynamic modeling, monitoring and control of energy storage system*, Master's Program in Electrical Engineering, University Karlstads, 2013.

[54] Belhadj Mohammed, *Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome*, Mémoire de Magister, Centre Universitaire de Bechar, 2008.

[55] W. Zhou, H. Yang, and Z. Fang, "Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar-wind power generation system," *Renew. Energy*, vol. 33, pp. 1413–1423, 2008.

[56] E. Dursun and O. Kilic, "Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 81–89, 2012.

[57] http://www.solaire-led.fr/comment-determiner-la-taille-de-votre-batterie-solaire.php

[58] Pong P. Chu, *FPGA prototyping by VHDL examples Xilinx spartan 3 version*, Cleveland State University, 2008.

[59] Jim Tung, *Extending Model-Based Design for HW/SW Design and Verification in MPSoCs*, Mathworks, Inc., 2014.

[60] Cynthia Cudicini, *Accélérez la vérification ASIC et FPGA avec MATLAB et Simulink*, Mathworks Inc., 2011.

[61] Cynthia Cudicini, *What's new for HDL code Generation?*, Mathworks Inc., 2012.

[62] Eduardo Sanchez, *Le langage VHDL*, École polytechnique fédérale de Lausanne

ANNEXE A

Programme Matlab de la Cellule photovoltaïque

```
% Compute cell's current [A] from voltage [V], suns [suns] and temp [°C]
% May 2011, tested on MATLAB R2010A
% Translated and improved by Thibaut Leroy (thibaut.leroy@gmail.com),
% French solar car team Hélios (http://www.helioscar.com)
% HEI (Hautes Etudes d'Ingénieur) engineering school Lille, France

% Sunpower datasheets are property of Sunpower Corporation
(http://us.sunpowercorp.com/)
% Based on published code by Francisco M. González-Longatt,
% "Model of Photovoltaic Module in MatlabTM",
% 2DO CONGRESO IBEROAMERICANO DE ESTUDIANTES DE INGENIERÍA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN (II CIBELEC 2005)

function Ia = solar(Va,Suns,TaC)
    % Ia,Va = current and voltage vectors [A] and [V]
    % G = number of Suns [] (1 Sun = 1000 W/m^2)
    % T = temperature of the cell [°C]
    k = 1.38e-23; % Boltzmann constant [J/K]
    q = 1.60e-19; % Elementary charge [C]
    n = 1.79; % Quality factor for the diode []. n=2 for crystaline, <2
for amorphous
    Vg = 1.75; % Voltage  of the Crystaline Silicon [eV], 1.75eV for
Amorphous Silicon
    T1 = 273 + 25; % Normalised temperature [K]

    % Sunpower A300's values
    Voc_T1 = 0.5916; % Open-current voltage at T1 [V]. See
SunpowerA300CellDatasheet.pdf
    Isc_T1 = 4; % Short-circuit current at T1 [A]. See
SunpowerA300CellDatasheet.pdf
    dVdI_Voc = -0.0094; % dV/dI coefficient at Voc [A/V]. See
SunpowerCurves.xlsx
    T2 = 273 + 75; % Deuxième température de référence
    Isc_T2 = 4.05; % Courant de court-circuit à la température T2
    TaK = 273 + TaC; % Convert cell's temperature from Celsius to Kelvin
    K0 = (Isc_T2 - Isc_T1)/Isc_T1 * 1/(T2 - T1);
    IL_T1 = Isc_T1 * Suns; % Compute IL depending the suns at T1
    IL = IL_T1 + K0*(TaK - T1); % Apply the temperature effect
    I0_T1 = Isc_T1/(exp(q*Voc_T1/(n*k*T1))-1); % Equation (6)
    I0 = I0_T1*(TaK/T1).^(3/n).*exp(-q*Vg/(n*k).*((1./TaK)-(1/T1)));
    Xv = I0_T1*q /(n*k*T1) * exp(q*Voc_T1/(n*k*T1));
    Rs = - dVdI_Voc - 1/Xv; %Compute the Rs Resistance.
    Vt_Ta = n * k * TaK / q;
    Ia = zeros(size(Va)); %Initialize Ia vector
    % Compute Ia with Newton method
    for j=1:5;
        Ia = Ia - (IL - Ia - I0.*( exp((Va+Ia.*Rs)./Vt_Ta) -1))./(-1 -
(I0.*( exp((Va+Ia.*Rs)./Vt_Ta) -1)).*Rs./Vt_Ta);
    end
end
```

calpeda

Table n. 1
Pertes de charge dans les tuyaux d'acier

Tuyau		Q m³/h	1	3	6	9	12	18	24	30	36	42	48	60	90	120	180	240	300	360	420
G	fl mm	Q l/min	16	50	100	150	200	300	400	500	600	700	800	1000	1500	2000	3000	4000	5000	6000	7000
G 1	DN 25	HL / v (m/100m / m/s)	2,7 / 0,6	21 / 1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 1 1/4	DN 32		0,7 / 0,35	5,5 / 1	22 / 2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 1 1/2	DN 40		-	1,8 / 0,7	7 / 1,35	14 / 1,9	23 / 2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 2	DN 50		-	0,5 / 0,4	2,2 / 0,8	4 / 1,25	8 / 1,5	17 / 2,5	28 / 3,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 2 1/2	DN 65		-		0,6 / 0,5	1,2 / 0,75	2,1 / 1	4,2 / 1,4	8 / 2	12 / 2,5	17 / 3	22 / 3,4	28 / 4	-	-	-	-	-	-	-	-
	DN 80		-	-	-	-	0,8 / 0,7	1,6 / 0,95	2,8 / 1,25	4,2 / 1,6	6,5 / 2	7,5 / 2,1	10,5 / 2,6	15 / 3,3	-	-	-	-	-	-	-
	DN 100		-	-	-	-	-	0,55 / 0,6	0,9 / 0,8	1,4 / 1,1	2 / 1,25	2,4 / 1,4	3,5 / 1,6	5 / 2	11 / 3,2	20 / 4	-	-	-	-	-
	DN 125		-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9 / 0,95	1,2 / 1,1	1,8 / 1,4	4 / 2	6,5 / 2,7	15 / 4	-	-	-	-
	DN 150		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6 / 0,9	1,5 / 1,4	2,5 / 1,7	5 / 2,7	8 / 3,5	14 / 4,8	-	-
	DN 200		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4 / 0,8	0,6 / 1	1,3 / 1,6	2 / 2	3,5 / 2,6	4,6 / 3	6,5 / 3,5
	DN 250		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4 / 1	0,7 / 1,3	1,1 / 1,6	1,6 / 2	2 / 2,3
	DN 300		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3 / 0,9	0,45 / 1,25	0,7 / 1,4	0,9 / 1,6

Q Débit. **HL** Pertes de charge en m pour 100 m. **v** = Vitesse de passage max 1,5 m/s pour l'aspiration et 3 m/s pour le refoulement.

Table n. 2

Pertes de charge en cm pour les courbes, vannes, clapet de pied et clapet de non-retour

Vitesse de l'eau m/sec.	Courbes à angle vif α					α = 90° Courbes à angle arrandi					Vannes standard	Clapet de pie	Clapet de non-retour
	α = 30°	α = 40°	α = 60°	α = 80°	α = 90°	$\frac{d}{R}$ = 0,4	$\frac{d}{R}$ = 0,6	$\frac{d}{R}$ = 0,8	$\frac{d}{R}$ = 1	$\frac{d}{R}$ = 1,5			
0,4	0,43	0,52	0,71	1,0	1,2	0,11	0,13	0,16	0,23	0,43	0,23	32	31
0,5	0,67	0,81	1,1	1,6	1,9	0,18	0,21	0,26	0,37	0,67	0,37	33	32
0,6	0,97	1,2	1,6	2,3	2,8	0,25	0,29	0,36	0,52	0,97	0,52	34	32
0,7	1,35	1,65	2,2	3,2	3,9	0,34	0,40	0,48	0,70	1,35	0,70	35	32
0,8	1,7	2,1	2,8	4,0	4,8	0,45	0,53	0,64	0,93	1,7	0,95	36	33
0,9	2,2	2,7	3,6	5,2	6,2	0,57	0,67	0,82	1,18	2,2	1,20	37	34
1,0	2,7	3,3	4,5	6,4	7,6	0,7	0,82	1,0	1,45	2,7	1,45	38	35
1,5	6,0	7,3	10	14	17	1,6	1,9	2,3	3,3	6	3,3	47	40
2,0	11	14	18	26	31	2,8	3,3	4,0	5,8	11	5,8	61	48
2,5	17	21	28	40	48	4,4	5,2	6,3	9,1	17	9,1	78	58
3,0	25	30	41	60	70	6,3	7,4	9	13	25	13	100	71
3,5	33	40	55	78	93	8,5	10	12	18	33	18	123	85
4,0	43	52	70	100	120	11	13	16	23	42	23	150	100
4,5	55	67	90	130	160	14	21	26	37	55	37	190	120
5,0	67	82	110	160	190	18	29	36	52	67	52	220	140

ANNEXE C

Les blocs internes de la figure 4.8 du chapitre IV

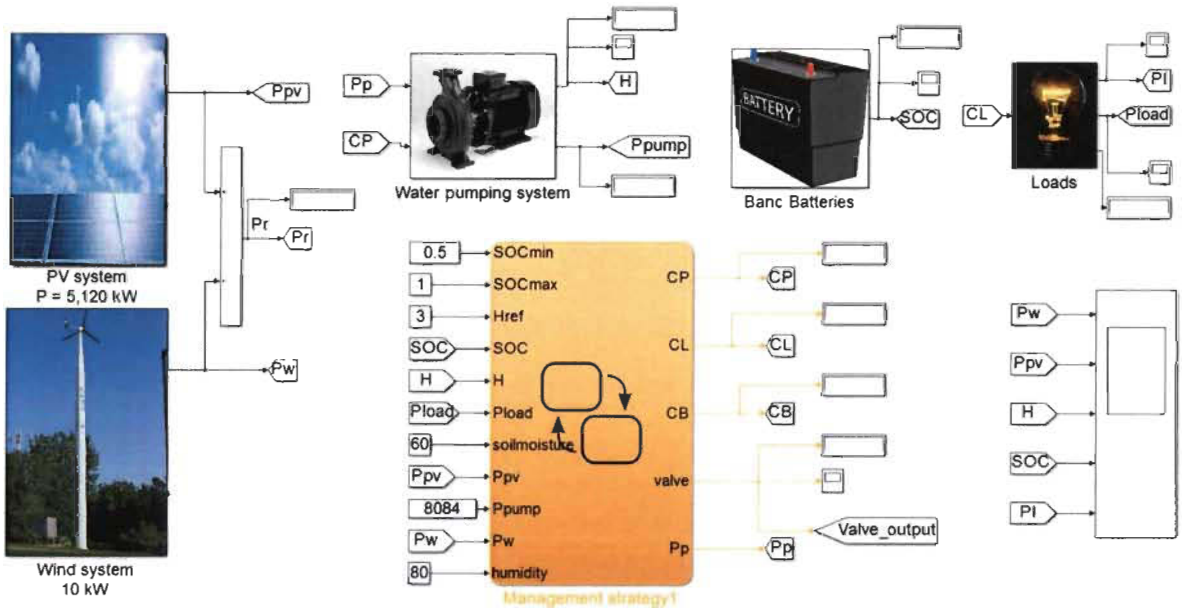

Fig. C1 : Système hybride photovoltaïque-éolien implanté dans MATLAB/Simulink

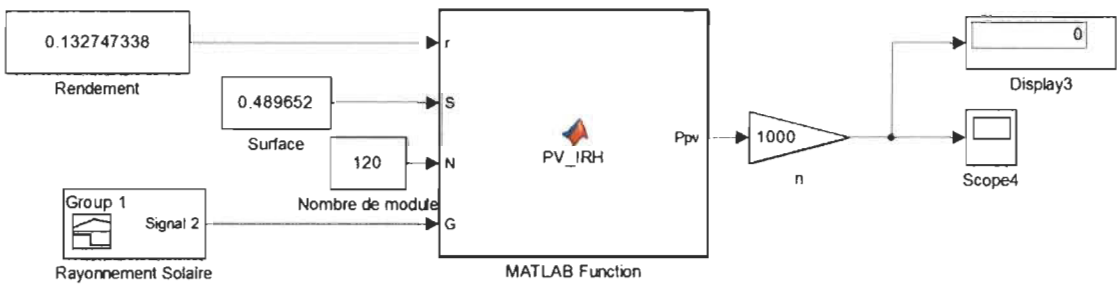

Fig. C2 : Système photovoltaïque dans MATLAB/Simulink

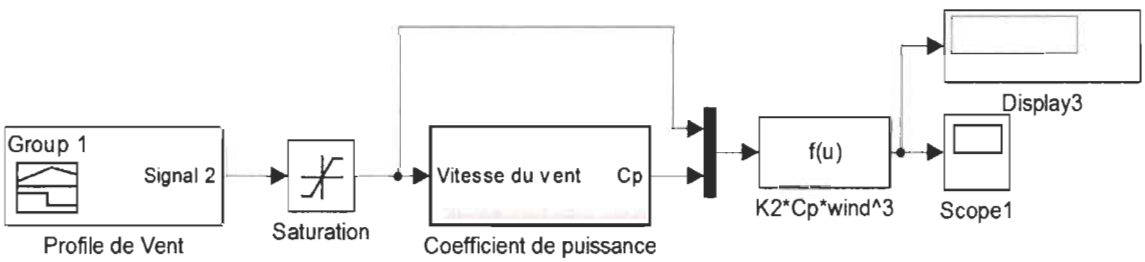

Fig. C3 : Système éolien dans MATLAB/Simulink

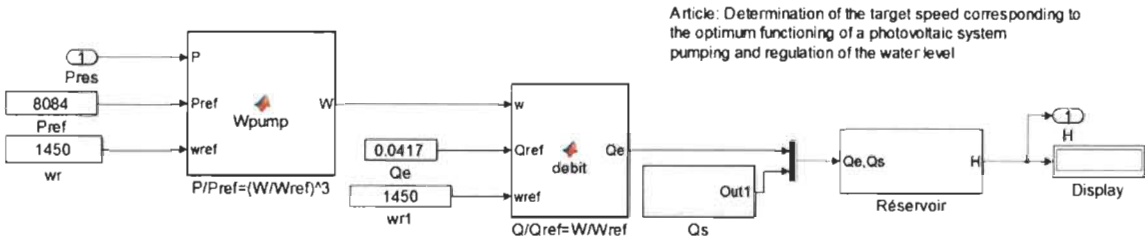

Fig. C4 : Système de pompage dans MATLAB/Simulink

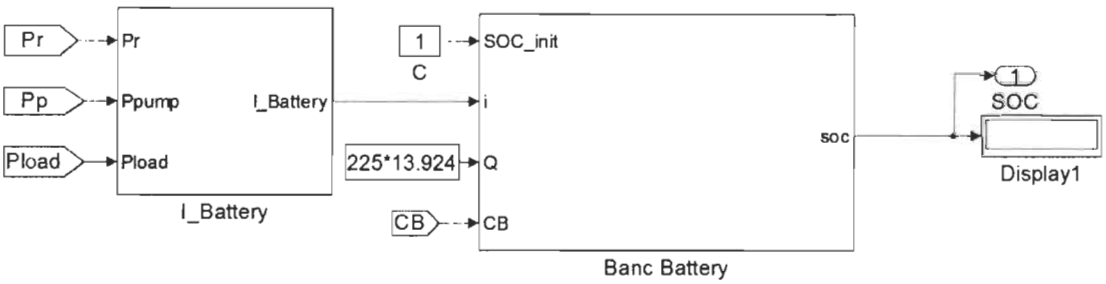

Fig. C3 : Modèle du banc de batteries dans MATLAB/Simulink

ANNEXE D

Conception de l'algorithme de gestion en langage VHDL dans Xilinx ISE Design Suite 14.6

Pour la conception de l'algorithme de gestion en langage VHDL dans ISE Design Suite 14.6, les étapes suivantes sont à suivre :

- Created a new project
- Created a new VHDL module
- Entered basic code
- Tested the basic code in VHDL Test Bench (ISim Simulator)

Étape 1- Créer un nouveau projet dans ISE 14.6

Tout d'abord, il faut ouvrir le logiciel Xilinx ISE Design Suite 14.6. Ensuite, à partir du menu « File », on choisit « New Project » comme illustré sur la fenêtre ci-dessous.

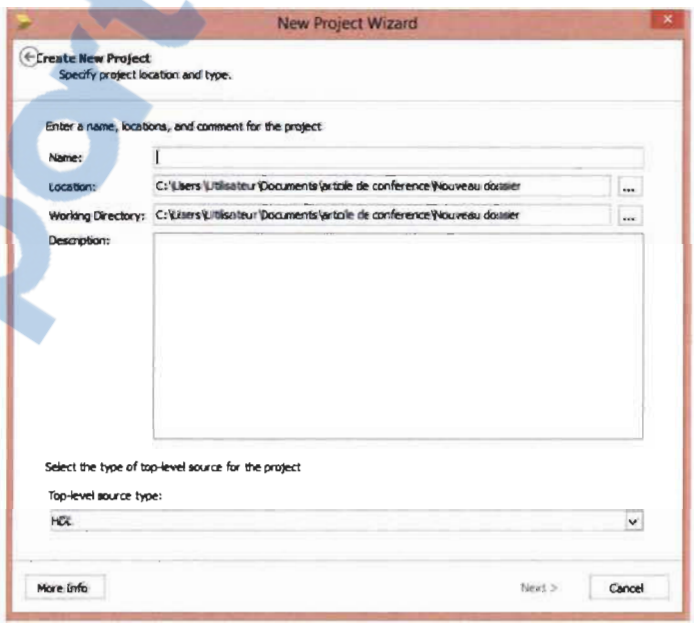

Fig. D1 : Écran de création d'un nouveau projet dans ISE 14.6

Rapport-Gratuit.com

Après avoir donné un nom au projet, on clique sur Next, la fenêtre ci-dessous apparaitra. C'est ici qu'on entre les informations sur le dispositif FPGA utilisé pour le projet. Dans notre projet, nous avons utilisé la carte FPGA Spartan 3E (XC3S500E-5FG320). On a aussi la possibilité de choisir le langage préféré (VHDL) et le Simulateur HDL (ISim Simulator).

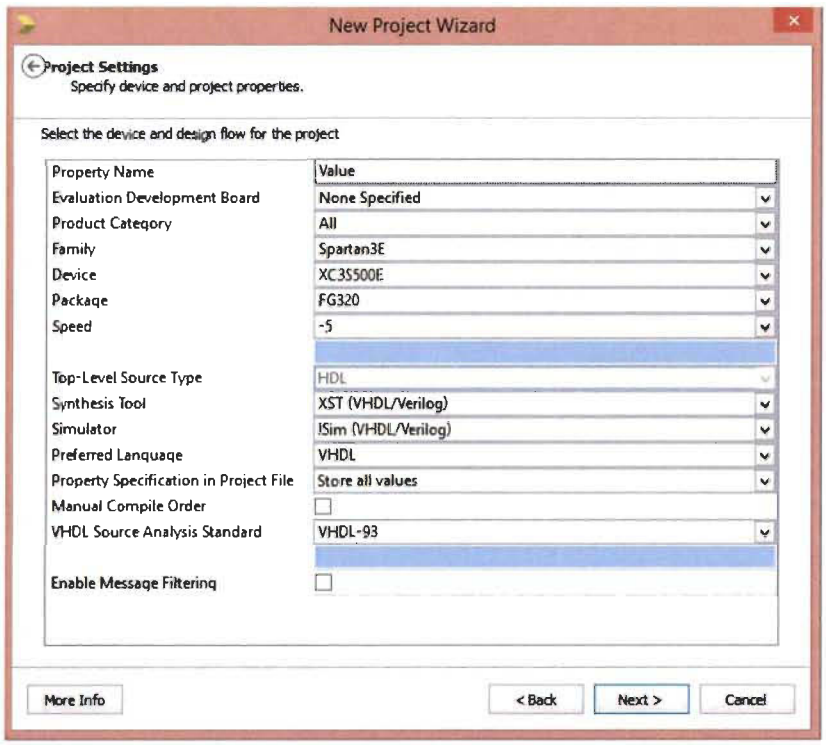

Fig. D2 : Fenêtre d'insertion des informations du dispositif FPGA

Pour créer et ouvrir le nouveau projet, il faut cliquer sur « Next » et ensuite « Finish ».

Étape 2 - Créer un nouveau module VHDL

Pour créer un nouveau module, il faut faire clic droit sur le dispositif FPGA (xc3s500e-5fg320) et choisir « New Source ».

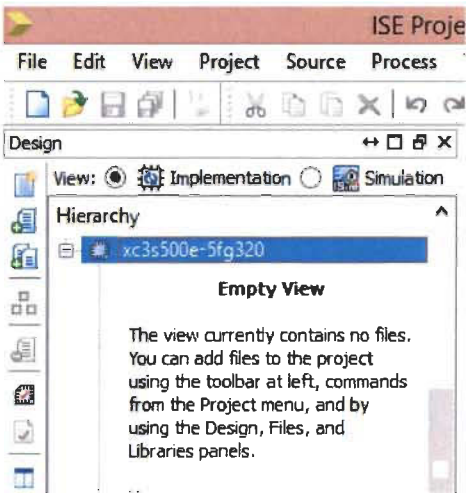

Fig. D3 : Création d'un nouveau module VHDL

La fenêtre ci-dessous apparait quand on choisit « New Source ». Après avoir donné un nom au fichier, à gauche de la fenêtre on choisit « VHDL Module ».

Fig. D4 : Fenêtre de sélection du module VHDL

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Après avoir cliqué sur «Next », la fenêtre ci-dessous apparait. Cette boite de dialogue permet de définir les connexions du module c'est-à-dire les entrées/sorties.

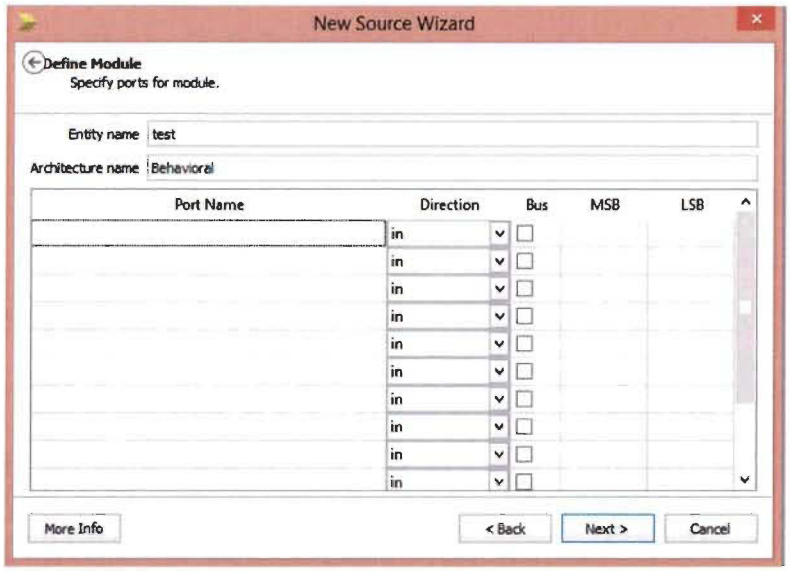

Fig. D5 : Définition des entrées et sorties du module VHDL

Pour créer le module et l'ouvrir dans l'éditeur, il faut cliquer sur « Next » puis sur « Finish ». Dans notre cas, nous avons défini les entrées/sorties du module à l'intérieur du code VHDL.

Étape 3 – Le code VHDL

La structure d'un programme VHDL est la suivante :

```
library IEEE;
use IEEE.STD_LOGIC_1164.ALL;

entity test is                          -- Le nom de l'entité est "test"

port(
                                        -- Dans "port" on déclare les entrées et sorties
);
end test;

architecture Behavioral of test is      -- "Behavioral" est le nom de l'architecture

                                        -- Déclarations de l'architecture

begin

                                        -- Corps de l'architecture

end Behavioral;
```

VHDL est un langage pour la description, simulation et synthèse des systèmes digitaux. Un système digital est vu comme une "boite noire ", dont on connaît l'interface avec l'extérieur mais dont on ignore le contenu [60]. En VHDL la boite noire est nommée entité (entity). Les entrées/sorties du système sont les ports de l'entité. L'architecture est la description du contenu de la boite noire et de son implémentation. Chaque composant interne du système sera un processus (process) de l'architecture. Une architecture est un ensemble de processus. Les processus s'exécutent en parallèle. Les processus de l'architecture sont interconnectés par le biais des signaux (signal).

A partir de cette structure de programme VHDL, nous avons conçu l'algorithme de gestion # 3. La description de l'algorithme de gestion en langage VHDL se trouve en Annexe E.

Étape 4 - Vérification du code VHDL à l'aide du simulateur ISim (voir chapitre V)

ANNEXE E

Description de l'algorithme de gestion # 3 en langage VHDL

manag2.vhd Wed Nov 25 16:50:36 2015

```
1   library IEEE;
2   use IEEE.STD_LOGIC_1164.ALL;
3   use IEEE.STD_logic_unsigned.all;
4   use ieee.numeric_std.all;
5
6   entity test is
7   Port (Ppv, Ppump, Pload, Pw:in std_logic_vector (13 downto 0);
8         SOC, SOCmax, SOCmin:in std_logic_vector (6 downto 0);
9         H, Href:in std_logic_vector (3 downto 0);
10        clk_2, rst:in std_logic;
11        LED: out std_logic_vector (2 downto 0));
12  end test;
13  architecture Behavioral of test is
14  begin
15     clock_process: process (rst, clk_2, Ppv, Ppump, Pload, Pw, SOC, SOCmax, SOCmin,
    Href, H)
16     begin
17        if rst='1' then
18           LED<="000";
19        elsif (clk_2' event and clk_2='1') then
20
21        if H < Href then
22           if (Ppv + Pw) > Ppump then
23              if (Ppv + Pw - Ppump)>Pload then
24                 if SOC>=SOCmax then
25                    LED<="101";
26                 end if;
27              end if;
28           end if;
29        end if;
30
31        if H < Href then
32           if (Ppv + Pw) > Ppump then
33              if (Ppv + Pw - Ppump)>=Pload then
34                 if SOC<SOCmax then
35                    LED<="111";
36                 end if;
37              end if;
38           end if;
39        end if;
40
41        if H < Href then
42           if (Ppv + Pw) > Ppump then
43              if (Ppv + Pw - Ppump)<Pload then
44                 if SOC>SOCmin then
45                    LED<="111";
46                 end if;
47              end if;
48           end if;
49        end if;
50
51     if H < Href then
52           if (Ppv + Pw) > Ppump then
53              if (Ppv + Pw - Ppump)<Pload then
54                 if SOC<=SOCmin then
55                    LED<="100";
56                 end if;
```

```
57                end if;
58             end if;
59          end if;
60
61          if H < Href then
62             if (Ppv + Pw) <= Ppump then
63                if (Ppv + Pw)>"00000000000000" then
64                   if SOC<=SOCmin then
65                      LED<="010";
66                   end if;
67                end if;
68             end if;
69          end if;
70
71       if H < Href then
72             if (Ppv + Pw) <= Ppump then
73                if (Ppv + Pw)>"00000000000000" then
74                   if SOC>SOCmin then
75                      LED<="111";
76                   end if;
77                end if;
78             end if;
79          end if;
80
81       if H < Href then
82             if (Ppv + Pw) <= Ppump then
83                if (Ppv + Pw)<="00000000000000" then
84                   if SOC>SOCmin then
85                      LED<="111";
86                   end if;
87                end if;
88             end if;
89          end if;
90
91       if H < Href then
92             if (Ppv + Pw) <= Ppump then
93                if (Ppv + Pw)<="00000000000000" then
94                   if SOC<=SOCmin then
95                      LED<="000";
96                   end if;
97                end if;
98             end if;
99          end if;
100
101         if H>=Href then
102            if (Ppv + Pw)>"00000000000000" then
103               if (Ppv + Pw)<=Pload then
104                  if SOC<=SOCmin then
105                     LED<="000";
106                  end if;
107               end if;
108            end if;
109         end if;
110
111         if H>=Href then
112            if (Ppv + Pw)>"00000000000000" then
113               if (Ppv + Pw)<=Pload then
```

```
114                 if SOC>SOCmin then
115                    LED<="011";
116                 end if;
117              end if;
118           end if;
119        end if;
120
121        if H>=Href then
122           if (Ppv + Pw)>"00000000000000" then
123              if (Ppv + Pw)>Pload then
124                 if SOC>=SOCmax then
125                    LED<="001";
126                 end if;
127              end if;
128           end if;
129        end if;
130
131     if H>=Href then
132           if (Ppv + Pw)>"00000000000000" then
133              if (Ppv + Pw)>Pload then
134                 if SOC<SOCmax then
135                    LED<="011";
136                 end if;
137              end if;
138           end if;
139        end if;
140
141     if H>=Href then
142           if (Ppv + Pw)<="00000000000000" then
143              if SOC>SOCmin then
144                    LED<="011";
145              end if;
146           end if;
147        end if;
148
149     if H>=Href then
150           if (Ppv + Pw)<="00000000000000" then
151              if SOC<=SOCmin then
152                    LED<="000";
153              end if;
154           end if;
155        end if;
156
157        end if;
158  end process;
159
160  end Behavioral;
161
162
```

ANNEXE F

Programme test bench de l'algorithme de gestion # 3

TB.vhd Wed Nov 25 17:16:52 2015

```
1   LIBRARY ieee;
2   USE ieee.std_logic_1164.ALL;
3   ENTITY TB IS
4   END TB;
5
6   ARCHITECTURE behavior OF TB IS
7
8       -- Component Declaration for the Unit Under Test (UUT)
9
10      COMPONENT test
11      PORT(
12           Ppv : IN  std_logic_vector(13 downto 0);
13           Ppump : IN  std_logic_vector(13 downto 0);
14           Pload : IN  std_logic_vector(13 downto 0);
15           Pw : IN  std_logic_vector(13 downto 0);
16           SOC : IN  std_logic_vector(6 downto 0);
17           SOCmax : IN  std_logic_vector(6 downto 0);
18           SOCmin : IN  std_logic_vector(6 downto 0);
19           H : IN  std_logic_vector(3 downto 0);
20           Href : IN  std_logic_vector(3 downto 0);
21           clk_2 : IN  std_logic;
22           rst : IN  std_logic;
23           LED : OUT  std_logic_vector(2 downto 0)
24          );
25      END COMPONENT;
26
27
28      --Inputs
29      signal Ppv : std_logic_vector(13 downto 0) := (others => '0');
30      signal Ppump : std_logic_vector(13 downto 0) := (others => '0');
31      signal Pload : std_logic_vector(13 downto 0) := (others => '0');
32      signal Pw : std_logic_vector(13 downto 0) := (others => '0');
33      signal SOC : std_logic_vector(6 downto 0) := (others => '0');
34      signal SOCmax : std_logic_vector(6 downto 0) := (others => '0');
35      signal SOCmin : std_logic_vector(6 downto 0) := (others => '0');
36      signal H : std_logic_vector(3 downto 0) := (others => '0');
37      signal Href : std_logic_vector(3 downto 0) := (others => '0');
38      signal clk_2 : std_logic := '0';
39      signal rst : std_logic := '0';
40
41      --Outputs
42      signal LED : std_logic_vector(2 downto 0);
43
44      -- Clock period definitions
45      constant clk_2_period : time := 10 ns;
46
47  BEGIN
48
49      -- Instantiate the Unit Under Test (UUT)
50      uut: test PORT MAP (
51             Ppv => Ppv,
52             Ppump => Ppump,
53             Pload => Pload,
54             Pw => Pw,
55             SOC => SOC,
56             SOCmax => SOCmax,
57             SOCmin => SOCmin,
```

```
58              H => H,
59              Href => Href,
60              clk_2 => clk_2,
61              rst => rst,
62              LED => LED
63            );
64
65       -- Clock process definitions
66       clk_2_process :process
67       begin
68          clk_2 <= '0';
69          wait for clk_2_period/2;
70          clk_2 <= '1';
71          wait for clk_2_period/2;
72       end process;
73
74
75        -- Stimulus process
76       stim_proc: process
77       begin
78          -- hold reset state for 100 ns.
79
80
81          wait for clk_2_period*10;
82
83
84          -- insert stimulus here
85    Ppv<="00001111101000";
86    Pw<="00001111101000";
87    Ppump<="00001111101000";
88    Pload<="000000000110010";
89    SOC<="1000110";
90    SOCmin<="0110010";
91    SOCmax<="1010000";
92    href<="0011";
93    h<="0010";
94    wait for 100 ns;
95
96    Ppv<="00001111101000";
97    Pw<="00001111101000";
98    Ppump<="00001111101000";
99    Pload<="000000000110010";
100   SOC<="1010000";
101   SOCmin<="0110010";
102   SOCmax<="1010000";
103   href<="0011";
104   h<="0010";
105   wait for 100 ns;
106
107   Ppv<="00000000000000";
108   Pw<="00010111011100";
109   Ppump<="00001111101000";
110   Pload<="000010001001110";
111   SOC<="1010000";
112   SOCmin<="0110010";
113   SOCmax<="1010000";
114   href<="0011";
```

```
115   h<="0010";
116   wait for 100 ns;
117
118
119   Ppv<="00000000000000";
120   Pw<="00010111011100";
121   Ppump<="00001111101000";
122   Pload<="000010001001 10";
123   SOC<="0110010";
124   SOCmin<="0110010";
125   SOCmax<="1010000";
126   href<="0011";
127   h<="0010";
128   wait for 100 ns;
129
130   Ppv<="00000000000000";
131   Pw<="00001111101000";
132   Ppump<="00010111011100";
133   Pload<="000010001001 10";
134   SOC<="0110010";
135   SOCmin<="0110010";
136   SOCmax<="1010000";
137   href<="0011";
138   h<="0010";
139   wait for 100 ns;
140
141   Ppv<="00000000000000";
142   Pw<="00001111101000";
143   Ppump<="00010111011100";
144   Pload<="000010001001 10";
145   SOC<="1010000";
146   SOCmin<="0110010";
147   SOCmax<="1010000";
148   href<="0011";
149   h<="0010";
150
151   wait for 100 ns;
152   Ppv<="00000000000000";
153   Pw<="00000000000000";
154   Ppump<="00010111011100";
155   Pload<="000010001001 10";
156   SOC<="1010000";
157   SOCmin<="0110010";
158   SOCmax<="1010000";
159   href<="0011";
160   h<="0010";
161
162   wait for 100 ns;
163   Ppv<="00000000000000";
164   Pw<="00000000000000";
165   Ppump<="00010111011100";
166   Pload<="000010001001 10";
167   SOC<="0110010";
168   SOCmin<="0110010";
169   SOCmax<="1010000";
170   href<="0011";
171   h<="0010";
```


Rapport-Gratuit.com

```
172
173   wait for 100 ns;
174   Ppv<="00001111101000";
175   Pw<="00000000000000";
176   Ppump<="00010111011100";
177   Pload<="00001000100110";
178   SOC<="1010000";
179   SOCmin<="0110010";
180   SOCmax<="1010000";
181   href<="0011";
182   h<="0011";
183
184   wait for 100 ns;
185   Ppv<="00001111101000";
186   Pw<="00000000000000";
187   Ppump<="00010111011100";
188   Pload<="00001000100110";
189   SOC<="0110010";
190   SOCmin<="0110010";
191   SOCmax<="1010000";
192   href<="0011";
193   h<="0011";
194
195   wait for 100 ns;
196   Ppv<="00000111110100";
197   Pw<="00000000000000";
198   Ppump<="00010111011100";
199   Pload<="00001000100110";
200   SOC<="0110010";
201   SOCmin<="0110010";
202   SOCmax<="1010000";
203   href<="0011";
204   h<="0011";
205
206   wait for 100 ns;
207   Ppv<="00000111110100";
208   Pw<="00000000000000";
209   Ppump<="00010111011100";
210   Pload<="00001000100110";
211   SOC<="1010000";
212   SOCmin<="0110010";
213   SOCmax<="1010000";
214   href<="0011";
215   h<="0011";
216
217   wait for 100 ns;
218   Ppv<="00000000000000";
219   Pw<="00000000000000";
220   Ppump<="00010111011100";
221   Pload<="00001000100110";
222   SOC<="1010000";
223   SOCmin<="0110010";
224   SOCmax<="1010000";
225   href<="0011";
226   h<="0011";
227
228   Ppv<="00000000000000";
```

TB.vhd Wed Nov 25 17:16:52 2015

```
229    Pw<="00000000000000";
230    Ppump<="000101111011100";
231    Pload<="00001000100110";
232    SOC<="0110010";
233    SOCmin<="0110010";
234    SOCmax<="1010000";
235    href<="0011";
236    h<="0011";
237    wait for 100 ns;
238
239       end process;
240
241
242    END;
243
```

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES